

Erdgas – Biogas – Power-to-Gas

Potenziale, Grenzen, Rückbaubedarf



Das Wesentliche in Kürze

Bis spätestens 2038 darf in der Schweiz kein Erdöl und Erdgas¹ mehr verbrannt werden, sonst ist das Ziel des Pariser Klimavertrags, katastrophale Klimastörungen zu vermeiden, kaum mehr erreichbar. Dies bedeutet für das Schweizer Gasnetz, dass es bis in zwei Jahrzehnten grossteils zurückgebaut werden muss. Denn erneuerbare Gase – Biogas und synthetische Gase auf Basis erneuerbarer Energien – werden nicht in genügender Menge zur Verfügung stehen, um die Menge an Erdgas zu ersetzen, die aktuell für die Heizung von Gebäuden und Wasser verbraucht wird.

Einheimisches Biogas kann allerhöchstens einen Viertel des heutigen Absatzes von fossilem Erdgas ersetzen. Importiertes Biogas kommt als nachhaltige Lösungsoption nur begrenzt in Frage, weil die europäischen Länder ihr Biogaspotenzial selbst werden nutzen müssen, um ihre Energie- und

Industriesektoren zu dekarbonisieren. Die Herstellung von synthetischen Gasen mittels Strom (Power-to-Gas, kurz: PtG) weist einen tiefen Wirkungsgrad auf, dadurch sind sie deutlich teurer als direkt eingesetzte Elektrizität (Wärmepumpen, E-Mobilität), und es würde ein sehr hoher Zusatzbedarf an erneuerbarem Strom entstehen.

Im Gebäudesektor sind deshalb die Senkung des Energiebedarfs, der direkte Einsatz erneuerbarer Energien (Solarthermie, Tiefengeothermie, Holz), erneuerbar betriebene Wärmenetze sowie die Wärmepumpe die Mittel der Wahl. Synthetisches Gas sollte vor allem dort eingesetzt werden, wo es *nicht* möglich ist, Elektrizität direkt einzusetzen (z. B. im Flugverkehr). Ob PtG für die saisonale Stromspeicherung erforderlich sein wird, ist noch unklar. Auch wenn dies der Fall sein würde, würde das Gasverteilnetz in seiner heutigen Form dafür *nicht* gebraucht.

Der Absatz gasförmiger Energieträger wird in der Schweiz innerhalb der nächsten 10 bis 15 Jahre massiv zurückgehen.

¹ Im Fokus dieses Papiers stehen gasförmige Energieträger, weil hier die gesellschaftliche Debatte erst am Anfang steht. Für den WWF Schweiz muss auch der Gebrauch von Erdöl (und Kohle) auf Basis des Schweizer CO₂-Budgets umgehend reduziert werden. Dieses Papier skizziert *nicht* die umfassende Klimastrategie über alle Energieträger und Sektoren, die es für eine Gesamtsicht braucht.

Dies hat Konsequenzen für die Eigner und Betreiber von Gasnetzen – also für Gasversorger, Städte und Gemeinden: Sie müssen dringend Abschreibungsdauer, Preisgestaltung und Unterhaltsplanung anpassen – und vor allem den Rückbau ihrer Gasnetze planen. Unterbleibt dies, riskieren sie, dass sie ihre Investitionen nicht mehr amortisieren können.

Gemeinden und Städte tragen eine grosse Verantwortung: Sie haben es mit klimaverträglichen Energieplanungen und Eigentümerstrategien für ihre Gasversorger in der Hand, den Gassektor in die nötige Richtung zu lenken. Städte wie Winterthur, Zürich und Basel tun dies bereits – folgen die anderen Gemeinden nicht nach, riskieren sie den Bankrott ihrer Gasversorger, und gleichzeitig wird es für die Schweiz schwieriger, das Netto-null-Ziel zu erreichen.

Wie und wozu nutzen wir Erdgas heute?

Etwas über 15 Prozent des Schweizer Endenergieverbrauchs werden durch Erdgas gedeckt – der Energieträger steht damit an dritter Stelle hinter Erdöl und Elektrizität; seit 2019 hat Erdgas Erdöl als wichtigsten Brennstoff überholt². Während der Erdgasverbrauch in absoluten Zahlen zuletzt annähernd konstant blieb (2021 rund 37'700 GWh), stieg sein Anteil am (sinkenden) Gesamtverbrauch stetig an. Fast zwei Drittel des Erdgases wird für das Heizen von Gebäuden und Wasser verbraucht, gut ein Drittel in der Industrie (Prozesswärme). Im Verkehr und in der Schweizer Stromerzeugung spielen gasförmige Energieträger eine untergeordnete Rolle. Sämtliches Erdgas in der Schweiz wird importiert – zum grössten Teil aus der EU, Russland und Norwegen³.

Das Rohrleitungsnetz der Schweiz umfasst ohne Hausanschlussleitungen circa 20'000 km – der grösste Teil davon (rund 17'500 km) in regionalen Verteilnetzen. Im internationalen Vergleich ist das Schweizer Netz zwar eher klein, von 2008 bis 2017 wuchs es aber mit knapp 2 Prozent pro Jahr stark; seither stagnierte die Ausdehnung. Das inländische Netz ist nicht auf die Speicherung von grossen Gasmengen ausgelegt: Das Rohrnetz selbst kann aufgrund von Druckschwankungen lediglich 28 GWh speichern; hinzu kommen Tagesspeicher mit zusammen 49 GWh Kapazität. Damit kann der Schweizer Gasverbrauch für lediglich 18 Stunden gedeckt werden. Darüber hinaus verfügt die Schweiz über keine grossen Erdgasspeicher.

Gasversorgung in Krisenzeiten

Zur Absicherung gegen Versorgungsstörungen hat sich die Schweiz per Staatsvertrag einen Zugang zum Kavernenspeicher in Etrez, Frankreich, gesichert. Die insgesamt rechtssicher verfügbare Speicherkapazität für Erdgas beläuft sich auf insgesamt 1510 GWh⁴ und deckt den Schweizer Verbrauch für 15 Tage. Nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine haben Gaznat und GVM, die Schweizer Gasunternehmen mit Anteilen am Speicher Etrez, mit zusätzlichen Zahlungen die Speicherkapazität für den Winter 2022/2023 auf 3000 GWh erhöht. Zusätzlich gaben die Gasversorger 500–800 Millionen Franken für sogenannte Optionsverträge aus, um im Notfall Lieferungen zu sichern – die Kosten tragen die Gaskunden⁵. Trotzdem blieb die Versorgungslage im Winter 2022/23 ungewiss; sie entspannte sich etwas durch die Sparanstrengungen aller europäischen Länder, wodurch sie ihre Gasspeicher im Sommer 2022 gut füllen konnten, durch die eilige Beschaffung von Gas aus alternativen Quellen und durch einen milden Winter, der zu einem geringeren Gasverbrauch führte. Längerfristig wird der Bau eines grösseren Kavernenspeichers in der Schweiz geprüft⁶.

Wie relevant ist Erdgas für den 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 aufweist als CO₂. Aus Klimaschutzgründen sollte Erdgas in jedem Fall möglichst ungenutzt unter der Erdoberfläche bleiben⁷.

Erdgas, das im Heizkessel verbrannt wird, verursacht den Ausstoss von 230 g CO_{2eq} pro kWh Nutzenergiegehalt (Förderung und Transport in die Schweiz berücksichtigt⁸). Die spezifischen Emissionen sind damit ein Viertel niedriger als jene von Heizöl, aber deutlich höher als jene von Biogas (120 g CO_{2eq} pro kWh) und über siebenmal höher als jene von Holzpellets⁹.

² Diese und vergleichbare Daten aus BfE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021 und VSG, Jahresstatistik, 2022. Vergleich Brennstoffe: BfS, Endenergieverbrauch nach Energieträgern, 2022. <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/energie/verbrauch.assetdetail.23104756.html>, abgerufen am 27.2.2023

³ Stand 2021. Wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine nahmen Gas-Lieferungen und Einkauf im Lauf des Jahres 2022 stetig ab und wurden durch Lieferungen aus anderen Quellen ersetzt.

⁴ HSR, Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz, 2017

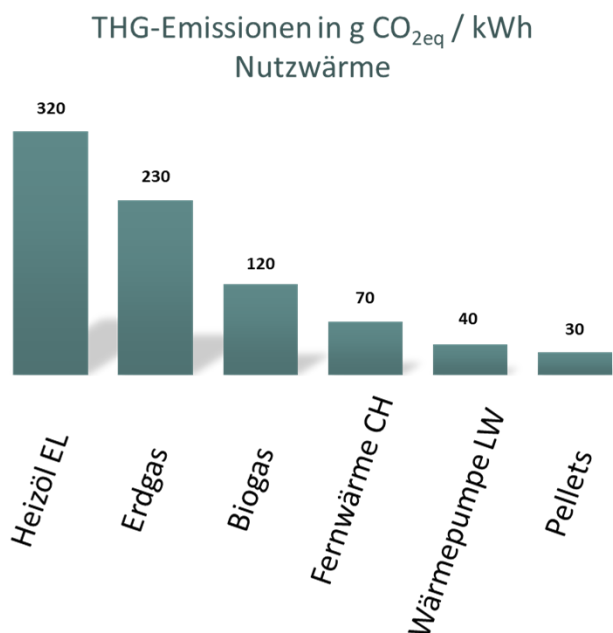
⁵ Watson, So will der Bundesrat die Gas- und Strom-Versorgung sichern. <https://www.watson.ch/schweiz/wirtschaft/219703050-energie-schweiz-sichert-sich-zusaetzliche-gas-speicher>, abgerufen am 20.2.2023

⁶ BfE, Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung, 2022.

⁷ Es sprechen weitere gute Gründe für eine Abkehr von fossilem Erdgas – wie es die aktuelle Lage eindrücklich zeigt: die Unabhängigkeit von Importen, Versorgungssicherheit, Geopolitik, Wertschöpfung im Inland. Diese stehen im vorliegenden Papier nicht im Vordergrund.

⁸ Studien zufolge wird dabei die Methan-Leckage bei Förderung und Transport aber deutlich unterschätzt, d.h. die tatsächlichen Emissionen liegen höher als angegeben; s. z.B.: Jungbluth et al. Updated LCI for the supply of oil and gas considering all methane releases, 2022.

⁹ KBOB, Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2022, 2022.



Infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine importieren europäische Länder und damit auch die Schweiz deutlich mehr sogenanntes LNG, verflüssigtes Erdgas. Dieses weist je nach Herkunft bis doppelt so hohe Emissionen für Förderung und Transport auf als russisches Pipelinegas, das damit ersetzt wird¹⁰. Der CO₂-Ausstoss durch Erdgas wird in der Schweiz also tendenziell zunehmen. Aktuell verursacht der Verbrauch von Erdgas als Brennstoff hierzulande pro Jahr rund 7 Mio. t CO_{2eq}, etwa einen Sechstel der Schweizer CO₂-Emissionen.¹¹

Wenn die Schweiz das von ihr ratifizierte internationale Klimaabkommen von Paris ernst nimmt, verfügt sie ab dem Jahr des Inkrafttretens (2016) noch über ein Budget für inländische 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.¹² Selbst wenn man weniger strenge Annahmen heranzieht, um der Schweiz einige weitere Jahre fossile Emissionen zuzugestehen: Mit der Verbrennung von Erdöl und Erdgas muss gemäss offiziellem Schweizer Netto-null-Ziel allerspätestens bis 2050 Schluss sein.

Die nahe Zukunft lautet «100 % erneuerbar» und «0 % Verschwendung». «Netto null» erlaubt nur jene Emissionen, die sich nach heutigem Kenntnisstand nicht ganz eliminieren lassen – beispielsweise aus der Landwirtschaft – und deshalb durch negative Emissionen kompensiert werden müssen. Die Nutzungen von Erdgas hierzulande – für Raumwärme, Warmwasser, Industrieprozesse – können und müssen sich künftig ohne fossile Energien bereitstellen lassen. Insbesondere im Gebäudesektor lässt sich der heutige Energiebedarf stark reduzieren und der Rest durch erneuerbare Energien decken¹³; durch eine bessere Isolation von Neu- und Altbauten und durch den Einsatz von Wärmepumpen, die nur 30 Prozent oder weniger Energie benötigen als ein Gaskessel, um ein Haus zu heizen. Die Internationale Energieagentur IEA hält in ihrer aktuellen Roadmap für netto null bis 2050 fest, dass ab 2025 der Einbau neuer fossiler Heizungen verboten werden müsse¹⁴.

Paris-kompatibler Klimaschutzpfad der Schweiz

Kurz: Das gesamtgesellschaftlich und global getragene Ziel, katastrophale Klimastörungen zu vermeiden, erfordert, dass wir in der Schweiz innerhalb von weniger als zwei Jahrzehnten aufhören, Erdgas zu verbrennen.¹⁵

Wie entwickelt sich der Gasabsatz?

Der Gasverbrauch in der Schweiz stagniert mehr oder weniger seit über zehn Jahren, und der Abwärtstrend ist absehbar. In einzelnen Regionen (z. B. in den Städten Winterthur und Zürich) geht der Verbrauch bereits seit Jahren zurück. In der EU ist Peak Gas längst erreicht: Seit etwa 2005 sinkt der Gasendverbrauch, mittlerweile liegt er um mehr als 23 Prozent unter dem Spitzenwert.¹⁶

¹⁰ UBA. Wie klimafreundlich ist LNG? 2019.

¹¹ BAFU. CO₂-Statistik: Emissionen aus Brenn- und Treibstoffen 2021 (Link zur Tabelle). <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/zustand/daten/co2-statistik.html>, abgerufen am 20.2.2023.

¹² EBP. CO₂-Budget der Schweiz. Kurzbericht. 2017.

Der Sonderbericht des Weltklimarats IPCC zu 1.5 Grad kommt zu sehr ähnlichen Schlüssen. Daraus errechnet sich eine jährliche Absenkrate der CO₂-Emissionen von fast vier Prozentpunkten. **Damit ist offenkundig, dass es heute 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).

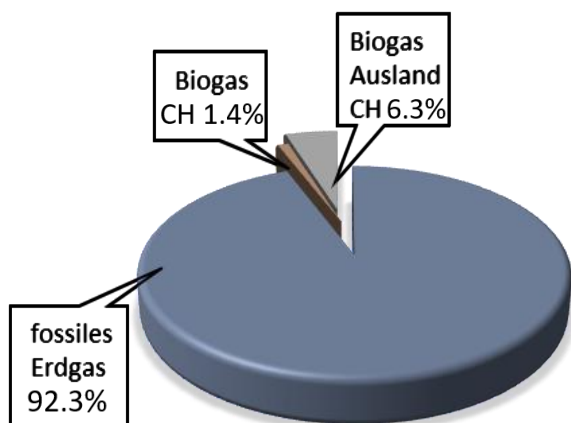
¹³ Agora Energiewende. Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus? 2017: „Dabei kommt der Minderung des Primärenergieverbrauchs von Gebäuden eine entscheidende Bedeutung zu, um die Klimaschutzziele zu erfüllen.“

¹⁴ IEA. Net zero by 2050 – a roadmap for the global energy sector. 2021.

¹⁵ 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).

¹⁶ Statista. 2023. <https://www.statista.com/statistics/265406/natural-gas-consumption-in-the-eu-in-cubic-meters/#:~:text=The%20consumption%20of%20natural%20gas,around%20397%20billion%20cubic%20meters>, abgerufen am 21.2.23.

Energieträger im Schweizer Gasnetz 2022



Wie stark der Gasverbrauch künftig auch in der Schweiz zurückgehen könnte, zeigte bereits 2011 eine von BfE und Gasbranche in Auftrag gegebene Studie. **Demnach wird die Gasnachfrage in der Schweiz je nach Versorgungsgebiet und Szenario von 2008 bis 2050 um 45 bis 86 Prozent zurückgehen**¹⁷.

Seither sind das Pariser Klimaabkommen, die «Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich» 2014 (MuKEN) und der «Netto-null»-Beschluss des Bundesrats dazugekommen. Sie alle wirken sich verringern auf den Gasverbrauch aus. Die MuKEN schreiben bei Neubauten und einem Heizungsersatz vor, dass die Heizenergie teilweise erneuerbar gewonnen werden muss. Die Kantone Glarus, Zürich und Basel-Stadt haben sogar ein faktisches Verbot für fossile Heizungen beschlossen (ausser in Ausnahmefällen). Infolge dieser Entwicklungen ist der Marktanteil der erneuerbaren Heizungen bei den jährlichen Verkäufen von 40 Prozent im Jahr 2013 auf 68 Prozent im Jahr 2021 gestiegen¹⁸. Ein Ratgeber für kommunale Entscheidungsträger der Metropolregion Zürich bilanziert die Wirkung so: «In bestehenden Gebäuden wird die Nachfrage wegen (geförderten) energetischen Sanierungen und steigenden Temperaturen sinken. Die Energie- und Klimapolitik wird derzeit verstärkt und führt zu einem sinkenden Absatz: Die neuen Gebäudevorschriften führen bei Heizungen zu einem beschleunigten Umstieg von fossilen Energieträgern vor allem auf Wärmepumpen. Damit sinkt der Gasabsatz.»¹⁹

Die Energieperspektiven 2050+ des Bundes quantifizieren diese Entwicklung für die Zukunft: Zwei ihrer Szenarien gehen davon aus, dass Gasheizungen rasch nur noch eine marginale Rolle spielen werden. Ihr heutiger Anteil von circa 28 Prozent am Gesamtheizungsbestand soll sich in einem Szenario bis 2040 etwa halbieren und zehn Jahre später nur noch wenige Prozente betragen. Im Bericht steht: «Strom

wird zum zentralen Energieträger für Wärme (Gebäude) [...]. Wärmepumpen sind effiziente und kostengünstige Alternativen zu konventionellen [...] Heizsystemen. Wärmepumpen werden ergänzt durch Nah- und Fernwärmenetze, bei denen eine Vielzahl von Wärmequellen genutzt werden können.»²⁰

Diese Prognosen sind bereits in der Realität sichtbar: Die installierte Leistung von Wärmenetzen in der Schweiz hat sich von 2010 bis 2021 fast verdoppelt (auf 4,25 GW)²¹, und der Ausbau geht weiter. Die Städte Zürich und Winterthur und der Kanton Basel-Stadt haben ihren Energieversorgern bereits terminierte Gas-Ausstiegpläne vorgeschrieben: vollständiger Rückbau des Gasnetzes in Basel bis 2037, Winterthur und Zürich bis 2040, dafür werden die Wärmenetze stark ausgebaut. Auch Genf, Luzern und andere Städte tun dies.

Welche Rolle spielt Biogas?

Gemäss der Gesamtenergiestatistik des BfE wurden 2021 894 GWh Bruttoenergie in Form von Biogas produziert²². Zwei Fünftel davon (369 GWh) wurden ins Gasnetz eingespeist, der Rest am Standort der Biogasanlage zu Strom und/oder Wärme verbrannt. 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 2022 lediglich 41). Zu dem eingespeisten Schweizer Biogas kamen 2022 weitere 2135 GWh importiertes Biogas (v. a. aus Dänemark und Grossbritannien). Zwar hat der Biogas-Import in den letzten 10 Jahren zugenommen, trotzdem machte Biogas 2022 bloss 7.7 Prozent des gesamten Gasabsatzes aus.²³

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 Konsumententäuschung. Damit es den Mengenverhältnissen entspricht, müsste der Schriftzug «Biogas» 13-mal kleiner gesetzt werden als «Erdgas».

erdgas
biogas

¹⁷ BfE. Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme. 2011.

¹⁸ EnDK. Gebäudepolitik 2050+. Strategiepapier. 2022.

¹⁹ EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

²⁰ BfE. Energieperspektiven 2050+ Technischer Bericht. 2021.

²¹ EnergieSchweiz. Liste «Thermische Netze» Auswertungsbericht 2021.

²² BfE. Gesamtenergiestatistik 2021. 2022.

²³ VSG. Jahresstatistik 2021 und Gaz Energie. Medienmitteilung Gasabsatz wird immer stärker erneuerbar. 2023.

Biogas aus der Schweiz: ein rares Gut

Während die Schweizer Gasversorger die Importe von Biogas etwas steigerten, stagniert die Menge des einheimisch produzierten Biogases in den letzten fünf Jahren. Sie machte 2022 lediglich 18 Prozent des ins Netz eingespeisten erneuerbaren Gases aus. Angesichts des bisher verschwindend kleinen Lösungsbeitrags durch einheimisches Biogas ist es **unerlässlich, dass die naturverträglichen Schweizer Biogaspotenziale zügig und umfassend ausgeschöpft werden** und – sofern notwendig – dafür förderliche Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Aber wie viel *mehr* Biogas lässt sich in der Schweiz nachhaltig produzieren? Die Angaben variieren je nach Studie in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen²⁴. Einig ist man sich beim Substrat mit den grössten Perspektiven: Hofdünger. Die neueste Publikation beziffert das technisch-nachhaltig nutzbare, heute noch nicht ausgeschöpfte Potenzial auf maximal 6800 GWh Biomethanertrag pro Jahr. Hinzu kommen bis zu 4500 GWh pro Jahr aus weiteren Quellen (u. a. Nebenprodukte aus dem Pflanzenbau, organische Anteile im Hauskehricht, Grüngut aus Haushalten und Landschaft, organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe sowie Klärschlamm aus zentralen Abwasserreinigungsanlagen)²⁵. Kombiniert entspricht dies einem *zusätzlichen* Biomethanertrag aus einheimischen Substraten von 11'300 GWh pro Jahr. Im Vergleich zur heutigen Produktion von rund 400 GWh pro Jahr ist das ein um den Faktor 28 grösseres Potenzial. Wie stark es ausgeschöpft werden kann, ist indes sehr fraglich. 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 ist zunehmend umkämpft²⁶. **Selbst wenn nahezu das gesamte Schweizer Biogas-Potenzial zur Verfügung stünde, würde es bloss etwas mehr als einen Viertel des heutigen Absatzes von fossilem Erdgas (37'700 GWh pro Jahr) ersetzen.**

Eine Studie des Bundesamtes für Energie fasst es so zusammen: «Der heutige Erdgasverbrauch der Schweiz könnte sogar dann nicht vollständig mit Biogas gedeckt werden, wenn die gesamte verfügbare Biomasse für die Biogasproduktion genutzt würde, die Einspeisung von erneuerbaren Gasen gegenüber der Verstromung Priorität hätte, und zudem auch gasnetzferne Bauernhöfe trotz hoher Kosten ans Netz angeschlossen würden.»²⁷

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 möglich, dass ein inländischer Hersteller Biogas ohne Zahlung von Mineralölsteuer und CO₂-Abgabe aus speziell dazu angebauten nachwachsenden Rohstoffen und ohne Einhaltung von 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 stehen²⁸. Ausserdem wäre die Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen im Inland ohne spezifische Förderung zumindest derzeit nicht wirtschaftlich.

Bezüglich der Ökobilanz von Biogas *aus Hofdünger* gilt: **Gülle und Mist zu Biogas zu vergären ist besser, als sie nicht zu vergären.** Wird Hofdünger unbehandelt ausgebracht, gelangen die hochwirksamen Treibhausgase Methan und Lachgas in die Atmosphäre²⁹. Würde Biogas ausschliesslich aus Hofdünger produziert, hätte es einen sehr niedrigen oder gar negativen Emissionsfaktor. Über alle Substrate gemittelt ergibt sich der bereits erwähnte durchschnittliche Emissionsfaktor von 142 g CO₂eq/kWh.

Biogas ist also mitnichten klimaneutral. Damit es aus Klimaschutzsicht tatsächlich nachhaltig wird, muss seine Klimabilanz signifikant verbessert werden. Dazu sind vor allem die Methanemissionen bei der Lagerung des Gärguts, im Fermenter und im Gärrestlager zu vermeiden. Darüber hinaus bestehen Optimierungspotenziale bezüglich Energiebedarf und CO₂-Emissionen bei Transport, Einlagerung, Fermentation und Nachgärung der Substrate sowie Aufbereitung des Biogases³⁰.

Importiertes Biogas

Weil einheimisches Biogas offensichtlich den Bedarf an fossilem Erdgas auch künftig bei Weitem nicht ersetzen kann, setzt die Branche stark auf den Import von Biogas; die bereits erwähnten Zahlen belegen es: Heute werden über vier Mal mehr Biogas importiert als in der Schweiz produziert. Weil die einheimische Produktion seit Jahren nur langsam

²⁴ Steubing et al. Bioenergy in Switzerland: Assessing the domestic sustainable biomass potential. 2010. econcept. Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion aus Biomasse für die Schweiz: Vision – Strategie - Massnahmen. 2011. WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017. Burg et. al. Biogas aus Hofdünger in der Schweiz. 2021.

²⁵ WSL. Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. 2017. Burg et. al. Biogas aus Hofdünger in der Schweiz. 2021.

²⁶ SBV. Praktischer Leitfaden Biogas. 2013.

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

²⁷ BFE. Künftige Rolle von Gas und Gasinfrastruktur in der Energieversorgung der Schweiz. 2019.

²⁸ VSG. Biogas-Grundsätze der Schweizer Gasindustrie.

²⁹ Zudem ist Gärgut ein wertvoller Dünger und ersetzt Mineräldünger, dessen Produktion viel Energie benötigt.

³⁰ Effenberger et al. Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 2014.

Deutscher Bundestag. Wissenschaftliche Dienste. Treibhausgasemissionen von Biogasanlagen. 2014. Vogel. Methanverluste vermeiden. 2013.

wächst, der Biogasanteil im Schweizer Netz aber gesteigert worden ist, ist dieser Faktor von knapp unter eins im Jahr 2016 auf den heutigen Wert von über vier gestiegen. Es stellen sich deshalb 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?
- Inwiefern ersetzt importiertes Biogas wirklich fossiles Gas und kann der zertifizierte Nutzen bezüglich CO₂-Reduktion und erneuerbare Energie tatsächlich in die Schweiz transferiert werden? (siehe auch Box)

Aussagen zum Biogas-Potenzial in der EU sind mit grossen Unsicherheiten behaftet und recht umstritten. So weist eine relevante Studie ein gesamteuropäisches Potenzial von jährlich 1072 TWh Biogas und 263 TWh synthetisches Gas aus – zusammen 1335 TWh pro Jahr³¹. Diese Zahlen beruhen auf Annahmen, die teilweise gewagt sowie klimapolitisch und aus Naturschutzgründen fraglich sind³². Dementsprechend sei das Potenzial für erneuerbares Gas in der EU um zwei Drittel niedriger anzusetzen, so eine andere Analyse³³. Zusammengefasst würde erneuerbares Gas bei voller Nutzung aller Potenziale in der EU zwischen 10 und maximal knapp 40 Prozent des heutigen Gasbedarfs (4500 TWh pro Jahr³⁴) decken³⁵.

Für die vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors müsste die EU also 60 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 effektiv für den Export in die Schweiz verfügbar wäre, ist unklar³⁶, die Energieperspektiven 2050+ des Bundes rechnen für 2050 mit einem maximalen Importpotenzial von 16'000 GWh – allerdings wird das Biogas laut Studienautoren künftig zu grossen Teilen für die Industrie benötigt, da sich viele Prozesse, die hohe Temperaturen benötigen, nicht anders klimaneutral betreiben lassen. Ein anderer möglicher Einsatzbereich ist die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen.

Ist importiertes Biogas tatsächlich Biogas?

Wird Biogas im Ausland in ein lokales Gasnetz eingespeist, gelangen dessen Moleküle nur in Ausnahmefällen bis an die schweizerische Grenze. Physisch wird also fossiles Erdgas importiert³⁷. Das Biogas kann hingegen «virtuell» importiert werden: Der Importeur erhält ein Zertifikat, das garantiert, dass die entsprechende Menge Biogas in ein ausländisches Erdgasnetz eingespeist worden ist. 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 ausgeschlossen³⁸. Dass dies auch in anderen Export-Ländern der Fall ist, ist laut Bundesrat jedoch heute noch nicht garantiert³⁹.

Aufgrund des Imports durch die Schweiz wird im Ausland *nicht* im gleichen Umfang mehr Biogas produziert. Die Exportländer haben klare Vorgaben aus Brüssel und rechnen an diese Ziele auch jenen Teil an, der in die Schweiz geht⁴⁰. In die Schweiz importiertes Biogas müsste an sich fossiles Erdgas substituieren. Genau dies kann es jedoch nicht, weil das Biogas-Exportland die an die Schweiz gelieferte Menge Biogas durch importiertes Erdgas ersetzt, um den eigenen Bedarf zu decken. Deshalb ist via Pipeline importiertes Biogas heute richtigerweise der CO₂-Abgabe für fossile Gas unterstellt – das heisst: **der Schweizer Kunde von Import-Biogas bezahlt darauf die CO₂-Abgabe des Bundes, was viele nicht wissen.**

Den Kundinnen und Kunden ist meist ebenfalls nicht bewusst, dass alle Exportländer die Biogasproduktion subventionieren, teilweise gar kostendeckend. **Die Aufschläge, die Schweizer Kunden für solches Biogas bezahlen, sind also oftmals nicht gerechtfertigt.** Um die die Situation zu ändern, müssten die Exportländer die betreffenden Emissionsrechte an die Schweiz übertragen. Ob sie dazu bereit sind, ist nach wie vor unsicher.

³¹ Ecofys. Gas for Climate. 2018.

³² 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.

³³ ICCT. The potential for low-carbon renewable methane in heating, power, and transport in the European Union.

³⁴ http://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_103a, abgerufen am 6.4.18.

³⁵ Guidehouse. Biomethane production potentials in the EU. 2022.

Eine ähnliche Abschätzung gibt E3G. Renewable and Decarbonised Gas. Options for a Zero-Emissions Society. 2018.

³⁶ Natürlich bräuchte die kleine Schweiz bloss wenige Prozent des europäischen Biogas-Potenzials. Aber ist es nachhaltig, dort Ressourcen aufzukaufen, wo sie ohnehin schon knapp sind – wie z. B. in Dänemark, einem der Haupt-Biogasexporteure für die Schweiz? Klimaraadet. The Role of Biomass in the Green Transition. 2018.

³⁷ Dementsprechend ist es auch als Erdgas beim Schweizer Zoll anzumelden und mit entsprechenden Steuern und Abgaben belegt.

³⁸ Schriftliche Auskunft vom deutschen Biogasregister vom 15.03.18; vgl. auch www.biogasregister.de.

³⁹ Bei importiertem Biogas «können weder Doppelzählungen verhindert noch die ökologischen Mindestanforderungen sichergestellt werden». Bundesrat. Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020. 2017.

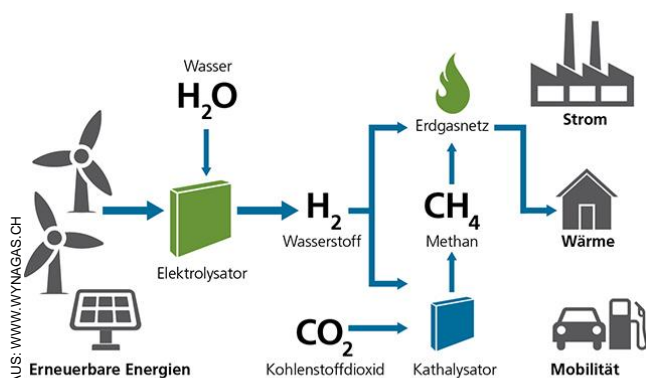
⁴⁰ Schriftliche Auskunft vom deutschen Umweltbundesamt vom 4.5.18 sowie BfE. Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich. 2015.

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.

Synthetische Gase und Wasserstoff (H₂)

Als «synthetische Gase» werden in diesem Papier alle gasförmigen Brennstoffe bezeichnet, die mithilfe von erneuerbarem Strom erzeugt werden. Bei diesem oft auch als «Power-to-Gas» (PtG) bezeichneten chemischen Prozess wird aus Wasser mithilfe von Strom Wasserstoff hergestellt (Elektrolyse). Da Wasserstoff heute aus technischen Gründen nur begrenzt ins Erdgasnetz eingespeist werden darf, wird dieser in einem Folgeschritt oft zusammen mit CO₂ in Methan umgewandelt⁴¹. Dieser PtG-Prozess lässt sich auch mit der Biogaserzeugung kombinieren: Bei der sogenannten Direktmethanisierung wird das in Biogas enthaltene CO₂ durch Reaktion mit Wasserstoff in Methan umgewandelt und kann mit dem im Rohgas enthaltenen Methan ins Gasnetz eingespeist werden⁴².



Ist synthetisches Gas klimafreundlich?

Klimafreundlich ist synthetisches Gas nur, wenn mindestens zwei Bedingungen erfüllt sind⁴³:

- Der Strom für die Elektrolyse muss ausschliesslich aus erneuerbaren Quellen stammen.
- Die Elektrizität muss vollkommen überschüssig sein (zum Beispiel, 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 Stromsektor⁴⁴.

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 Gases⁴⁵.

Kann synthetisches Gas am Markt bestehen?

PtG ist eine junge Technologie, deren Entwicklungsperspektiven heute niemand verlässlich prognostizieren kann. Herausforderungen für den Markthochlauf sind aber offensichtlich: PtG-Anlagen sind kapitalintensiv und haben hohe Fixkosten. Jede zusätzlich erreichbare Betriebsstunde mit günstigem Strom ist folglich für die Kosten der synthetischen Brennstoffe zentral, denn je höher die Auslastung der Anlagen, desto günstiger die Elektrolysekosten⁴⁶. Studien zeigen, dass PtG-Anlagen gegenwärtig mindestens 3000 bis 4000 Stunden pro Jahr unter voller Last laufen müssen und dazu sehr günstigen Strom brauchen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können – dies gilt umso mehr für die effizienteren Hochtemperaturelektrolyseure, die einen konstanten Betrieb erfordern⁴⁷.

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 Umfang Überschussstrom anfallen⁴⁸. Die begrenzten Anteile lokal verfügbaren Überschussstroms müssten ergänzt werden durch grosse Mengen günstiger erneuerbarer Elektrizität⁴⁹. Wie erwähnt, muss dieser Strom *zusätzlich* erzeugt werden, damit PtG zum Klimaschutz beiträgt. Dementsprechend können PtG-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 nicht⁵⁰. Dies kann vermieden werden, wenn die Elektrolyse-Anlagen direkt neben ein Kraftwerk gebaut werden oder Netznutzungsgebühren für solche Anlagen erlassen werden (eine solche Regelung ist im Parlament in Vorbereitung).

⁴¹ In der Schweiz ist der Wasserstoffanteil auf 2 Volumenprozent begrenzt, in Deutschland auf 5% - künftig könnte sich dies auf maximal 30% erhöhen.

⁴² <https://www.energie360.ch/de/energie-360/projekte/power-to-gas-aus-erneuerbarem-strom-wird-gas/> - abgerufen am 13.04.2018

⁴³ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

⁴⁴ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018

Öko-Institut. Prüfung der Klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. 2014

⁴⁵ 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.

⁴⁶ Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

⁴⁷ 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. Demnach sinken die Fixkosten künftig deutlich und damit auch die Relevanz hoher Volllaststunden.

⁴⁸ 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

⁴⁹ Agora Energiewende. Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. 2018. Hinzu kommt, dass PtG/PL-Anlagen bei der Nutzung des kostenlosen Überschussstroms lokal mit weiteren, oft erheblich kostengünstigeren zuschaltbaren Lasten konkurrieren werden, wie Power-to-Heat, Batteriespeichern und Industrieanwendungen.

⁵⁰ Energy Brainpool. Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase erneuerbaren Ursprungs. 2018.

Wenn nicht nur Wasserstoff produziert wird, kommen erhebliche Kosten für den Prozess der Methanisierung hinzu. Dies insbesondere dann, wenn das erforderliche CO₂ aus der teuren Direct-Air-Capture-Technologie (CO₂-Abscheidung direkt aus der Luft) statt aus konzentrierten Punktquellen (Verbrennung und Vergärung von Biomasse) stammt. 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 auf⁵¹.

Heute sind die Herstellungskosten für synthetische Brenn- und Treibstoffe verhältnismässig hoch, eine kürzliche Schätzung kommt auf Kosten von 170 bis 250 Franken pro MWh synthetisches Methan – etwa zwei- bis dreimal so viel wie Erdgas vor der Ukrainekrise⁵². Ob mit wesentlichen Kostensenkungen gerechnet werden kann, ist ungewiss.

Mit wie viel 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 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. 37'700 GWh) bleiben und das einheimische Biogaspotenzial maximal ausgeschöpft (ca. 11'700 GWh), bräuchte es etwa 46'000 GWh *zusätzliche* Stromerzeugung, um den verbleibenden Bedarf mit einheimischem PtG zu decken⁵³. Dies entspricht rund dreiviertel der heutigen Stromerzeugung in der Schweiz (die noch längst nicht komplett erneuerbar ist). Zu diesem massiven Zubau kämen noch *zusätzlich* über 20'000 GWh Kapazität, um die alternden AKW zu ersetzen, dazu bräuchte es auch *zusätzliche* Produktion zur Versorgung der wachsenden Elektromobilität und der weiteren Wärmepumpen (die auch in einem Szenario mit konstantem Gasverbrauch für den Austausch der Ölheizungen gebraucht würden). **Allein an diesen Ausmassen wird deutlich, dass ein kompletter Erhalt der Schweizer Gasinfrastruktur in der Hoffnung auf Biogas und synthetische Gase kaum realistisch ist.**

Die Energieszenarien 2050+ des Bundes rechnen in zwei Szenarien damit, dass 2050 zwar etwa 15'000 GWh PtG und PtL-Produkte (Power-to-liquid: synthetische Treibstoffe)

eingesetzt werden, aber alles davon im Verkehrssektor, und mit 13'500 GWh wird der überwiegende Teil davon importiert. In zwei Szenarien werden doppelt so viele PtG/PtL-Produkte eingesetzt, Teile davon auch für die Produktion von Wärme – die Folge wäre eine zusätzlich stark erhöhte Importquote²⁰. Zwei Studien für PtG/PtL aus der Schweiz kommen auf ein ähnliches Potenzial, sie schätzen die inländische Produktion von synthetischem Methan auf 1100 bis 1200 GWh/a im Jahr 2050⁵⁴.

Viele Studien gehen heute davon aus, dass in Afrika, in Nordamerika und Australien ein beträchtliches Potenzial für die Herstellung und den Export von PtG/PtL-Produkten besteht. Ob dieses tatsächlich rechtzeitig für den Bedarf in der Schweiz erschlossen wird und zu tragbaren Preisen zur Verfügung steht, ist ungewiss. Zudem zeigt die aktuelle Energieversorgungskrise, dass eine zu grosse Abhängigkeit von Importen verhängnisvoll sein kann.

Wie sollten synthetische Gase und Wasserstoff eingesetzt werden?

Synthetische Gase und Wasserstoff sind nicht nur teuer, ihre Herstellung benötigt auch viel Energie: Von der Energiemenge des eingesetzten Stroms landen nur etwa 40 bis 60 Prozent im synthetischen Gas. Wird dieses Gas für die Erwärmung eines Gebäudes eingesetzt, ist der resultierende Wirkungsgrad entsprechend tief: Schlussendlich werden nur etwa 35 Prozent der Anfangsenergie in Wärme umgewandelt. Eine Wärmepumpe hingegen produziert aus der Stromenergie, die sie verwendet, 3- bis 6-mal mehr an Wärmeenergie, weil sie viel Energie aus der Umgebung (Luft oder Erdreich) verwertet. **Dies alles eingerechnet, heizt eine Wärmepumpe ein Haus 6- bis 14-mal effizienter als ein Gaskessel, der mit synthetischem Methan betrieben wird⁵⁵.**

Voraussichtlich wird der Wirkungsgrad von Elektrolyse und Methanisierung im Zuge des technischen Fortschritts, durch Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie eine zunehmende Marktdurchdringung noch verbessert⁵⁶, aber davon ist mit Abstrichen auch bei Wärmepumpensystemen auszugehen.

Solange nicht klar belegt ist, dass dieser physikalisch-chemisch bedingte Nachteil der synthetischen Brennstoffe durch andere Vorteile – zum Beispiel bei Infrastrukturkosten⁵⁷ – kompensiert werden kann, ist es naheliegend,

⁵¹ Heute könnten auch noch Punktquellen von *fossil*em CO₂ wie 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.

⁵² Kober et al. Perspectives of Power-to-X technologies in Switzerland. 2019.

⁵³ 26'000 GWh PtG mit einem Wirkungsgrad von 0,56 aus Strom erzeugt.

⁵⁴ IET. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. 2014 und Präsentation Dr. Carrea (SVGW) «Das Erdgasnetz der Zukunft» an der Pusch-Gemeindetagung vom 25.8.17.

⁵⁵ Ueckerdt et al. Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. 2022.

⁵⁶ Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse: Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. 2018.

⁵⁷ vgl. FNB Gas. Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. 2017.

technische Lösungswege mit geringeren Umwandlungsverlusten zu verfolgen – also die *direkte* Nutzung von elektrischer Energie.

Darum betonen viele Experten, dass die wertvollen PtG-Produkte bedacht eingesetzt werden müssen. Zum Beispiel die Autoren eines Thesenpapiers des Bundesamts für Energie: «Bei der Dekarbonisierung der dezentralen Wärmeproduktion ist die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom in Kombination mit einer Wärmepumpe zu bevorzugen. **Wasserstoff sollte lediglich in Ausnahmesituationen in Betracht gezogen werden, wenn andere erneuerbare Lösungen aufgrund äusserer Umstände nur schwer oder über den Lebenszyklus betrachtet nur zu erheblichen Mehrkosten realisiert werden können**⁵⁸. Gestützt wird dies durch eine aktuelle Studie des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung, die mit Modellrechnungen abgeschätzt hat, welche Sektoren bei welchen Preisen auf Wasserstoff setzen werden. Ergebnis: Wasserstoff bleibe bis 2050 so teuer und die Produktion so beschränkt, dass sich der Einsatz lediglich für jene Industriebereiche lohne, die keine Alternative zu Wasserstoff habe. Selbst für den Flugverkehr werde dessen Einsatz zu teuer sein⁵⁹.

Auch zwei Szenarien der Energiestrategie 2050+ gehen davon aus, dass kaum synthetische Gase und Wasserstoff für Heizzwecke verwendet werden wird²³. Neben Wärmepumpen sind Solarthermie und in begrenztem Umfang Holz die effizientere und nachhaltigere Lösung, um Gebäude zu heizen und auch Wärmenetze, die mit einer breiten Palette von Energieträgern betrieben werden können, z.B. Abwärme, Wärme aus Gewässern, Tiefengeothermie, Solarthermie, Holz und Biogas. Sogar Vertreter der Gaswirtschaft sehen dies zunehmend so. In der Befragung für das H₂-Barometer im Auftrag des Gasverbands VSG vom Herbst 2022 gaben fast 70 Prozent der Befragten an, sie erwarteten nicht, dass Wasserstoff künftig eine grössere Rolle bei der Heizung von Gebäuden spielen werde⁶⁰.

Synthetische Gase, Power-to-Liquid-Produkte und Wasserstoff sollten jenen Anwendungen vorbehalten bleiben, bei denen es keine Alternative gibt: Industrielle Prozesse, die hohe Temperaturen benötigen wie die Stahlherstellung, der Flug- und Schiffsverkehr und eventuell der Schwerlastverkehr über lange Strecken sowie organische chemische Grundstoffe und allenfalls die saisonale Speicherung von Strom. Selbst bei einem derart eingeschränkten Einsatz ist unklar, ob der Bedarf dieser Sektoren künftig gedeckt werden kann, weil die Herstellung der PtG/PtL-Produkte so energieintensiv ist⁶⁷.

Braucht es synthetisches Gas als saisonalen Stromspeicher?

Das am häufigsten vorgebrachte Argument für den Erhalt des Gasnetzes und den Ausbau einer PtG-Infrastruktur ist der Transfer von Stromüberschüssen, die vor allem durch den starken Ausbau der Photovoltaik im Sommer anfallen, in den Winter. Die Schweiz produziert bereits heute weniger Strom im Winter, als sie benötigt, und importiert die fehlende Menge. Synthetisches Methan und Wasserstoff könnten sommerliche Stromüberschüsse speichern und damit die elektrische Versorgungssicherheit im Winter erhöhen, indem sie bei Bedarf in Gasturbinen oder Gas- und Dampfkraftwerken wieder zu Strom gemacht werden. Der Vorteil von synthetischem Methan und Wasserstoff gegenüber Batterien ist ihre deutlich höhere Energiedichte – es lassen sich wesentlich höhere Energiemengen in kleineren Volumen speichern. Auf der Minusseite stehen ihre hohen Umwandlungsverluste.

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, da die elektrische Last im Winter durch einen massiven Ausbau von Wärmepumpen und E-Mobilität voraussichtlich steigen wird, selbst wenn die heute noch bestehenden grossen Energiesparpotenziale künftig genutzt werden²⁰. Ein Whitepaper verschiedener Hochschulen betont denn auch, dass synthetische Gase und Wasserstoff dem Schweizer Energiesystem der Zukunft grössere Flexibilität verleihen könnten⁵³.

Die Energieperspektiven 2050+ gehen davon aus, dass die inländischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Stromimporte (vor allem aus Windkraft) genügen, um die Stromversorgung auch im Winter zu sichern⁶¹. Die aktuelle Modellierung der Kapazität des Schweizer Stromsystems stützt dies, selbst der Extremfall einer zweiwöchigen Dunkelflaute könne gemeistert werden⁶². Eine Kurzstudie argumentiert in dieselbe Richtung und postuliert, dass der künftige massive Ausbau der Photovoltaik und eine intelligente Bewirtschaftung der Speicherseen einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgungssicherheit im Winter leisten können⁶³ – und damit die nötige Kapazität an synthetischen Gasen zur saisonalen Stromspeicherung deutlich reduziert wird. Zumal aktuell im Parlament die Gesetze angepasst werden, um den Ausbau von Solaranlagen allgemein und in alpinen Lagen mit erhöhter Winterstromproduktion stark zu steigern (Mantelerlass und dringliche Massnahmen zur Erhöhung der Winterstromproduktion).

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. Doch die niedrigeren Betriebskosten der direktelektrischen Nutzungen sind nicht berücksichtigt.

⁵⁸ BFE. Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung. 2022.

⁵⁹ Fraunhofer ISI. Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. 2023.

⁶⁰ VSG. H₂-BAROMETER Ausgabe 2. 2022.

⁶¹ BFE. Energieperspektiven 2050+-Exkurs Winterstrom. 2021.

⁶² BFE. Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022.

⁶³ Nordmann und Hofstetter. Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom für die Energiewende. 2022.

Sollten diese Studien die Problematik von Stromengpässen im Winter unterschätzen (zum Beispiel, weil sich Integration der Schweiz ins europäische Stromnetz verschlechtert), wäre der mögliche Beitrag einer saisonalen Energiespeicherung durch PtG und Wasserstoff jedoch begrenzt. Ein mit synthetischem Gas zu deckender Winterstrombedarf von (in einer Studie angenommenen) 7000 GWh pro Jahr würde wegen der hohen Umwandlungsverluste eine erneuerbare – überschüssige (!) – Stromerzeugung von 18'000 GWh pro Jahr erfordern. Dazu müssten 18 GW Solarkraftwerke zugebaut werden, die das ganze Jahr ausschliesslich Strom für Power-to-Gas produzieren⁶⁴.

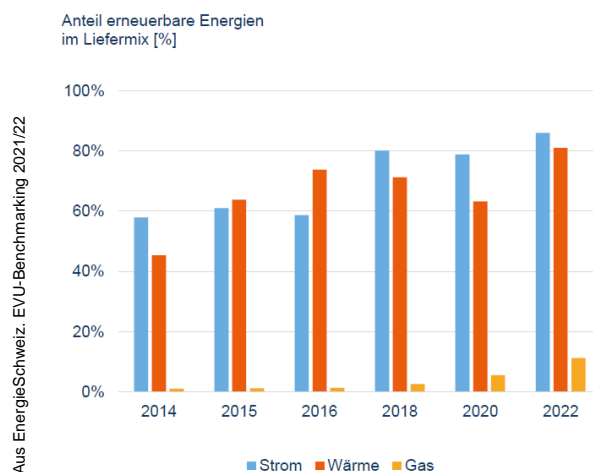
Unter dem Strich ist unklar, wann und in welchem Ausmass die Schweiz zusätzliche saisonale Stromspeicher benötigt. Klar sind dagegen die Voraussetzungen an die Infrastruktur, falls PtG ein Teil des Technologiemixes sein wird: **Nicht gebraucht wird dafür das Gasfeinverteilnetz, weil sowohl der PtG-Prozess als auch die Rückverstromung aus Gründen der Wirtschaftlichkeit besser in grösseren, zentralen Einheiten geschieht.** Erforderlich wären 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 Gas- und Dampfkraftwerke⁶⁵. Die gesamte Infrastruktur müsste sich mit wenigen Volllaststunden refinanzieren können, da ihre volle Kapazität nur für die seltenen Fälle einer europäischen Dunkelflaute gebraucht würde.

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

Wie erwähnt hat erneuerbares Gas für jene Anwendungen Priorität, wo eine direkte Nutzung von erneuerbaren Energien oder Strom derzeit technisch oder wirtschaftlich nicht realistisch erscheint. Sollten darüber hinaus nachhaltige Potenziale erneuerbaren Gases verfügbar sein, spricht aber nichts gegen deren intelligenten Einsatz. **Denn auch die zunehmende Elektrifizierung birgt zahlreiche Herausforderungen**⁶⁶:

- Auch Strom ist nicht völlig CO₂-frei, weder der heutige Durchschnittsmix im Netz noch 100 Prozent erneuerbarer Strom.
- Allerdings ist der erneuerbare Anteil im Stromnetz heute und in Zukunft sehr viel höher als im Gasnetz (siehe

Abbildung – Wärme bezieht sich auf Fernwärme)⁶⁷. Zudem hat ein durchschnittliches Wärmepumpensystem bereits im heutigen Winterstrommix einen niedrigeren Emissionsfaktor als eine typische Gasheizung⁶⁸.



- Der wegen des Wegfalls der AKW ohnehin bestehende Ausbaubedarf einheimischer erneuerbarer und naturverträglicher Energien verschärft sich besonders im Winter durch den Umstieg auf elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität. 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 tatsächlich ist⁶⁹.

Was tut die Gaswirtschaft?

Vor einigen Jahren hatte sich die Gaswirtschaft das Zwischenziel gesetzt, den Anteil von Biogas und synthetischem Gas bis zum Jahr 2030 auf 30 Prozent zu erhöhen⁷⁰. Mittlerweile hat sie das Ziel stillschweigend auf 15 Prozent reduziert⁷¹, obwohl sich die Dringlichkeit für Klimaschutzmassnahmen immer stärker zeigt. Die Verschiebung des Ziels in die Zukunft – die Gasversorgung soll nun bis 2040 zu 50 Prozent und bis 2050 zu 100 Prozent erneuerbar sein – widerspiegelt die bereits diskutierten Schwierigkeiten, das nötige Biogas bereitzustellen. Dies hängt auch damit zusammen, dass die meisten Gasversorger diese Aufgabe nicht

⁶⁴ ZHAW. Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz. 2018.

⁶⁵ WKK-Anlagen spielen auch hier eher eine nachrangige Rolle, denn neben Strom produzieren sie v. a. Niedertemperaturwärme, für die sinnvollerweise andere Lösungen herangezogen werden (s. o.) – auch weil die Wärme in diesem Einsatzszenario nur in wenigen Stunden pro Jahr zur Verfügung stünde.

⁶⁶ Eine umfassende Abhandlung der Herausforderungen würde den Rahmen dieses Papiers sprengen.

⁶⁷ Entso-E & EntsoG. TYNDP 2018 Scenario Report. 2018; Agora Energiewende. The European Power Sector in 2018. Eurostat. Energy Statistics. (Datensätze nrg_cb_gas; nrg_cb_rw). 2019.

⁶⁸ KBOB. Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016. 2017.

⁶⁹ Agora Energiewende. Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. 2018.

⁷⁰ VSG. Energieversorgung der Zukunft. Positionspapier. 2016.

⁷¹ <https://gazenergie.ch/de/energiezukunft/thesen-2022/strategische-stossrichtungen>, abgerufen am 22.2.2023.

adäquat anpacken, wie eine Benchmarking-Studie von EnergieSchweiz zeigt: Von 51 teilnehmenden Gasversorgern produzieren 28 kein eigenes Biogas, 17 davon haben dafür auch künftig keine Pläne. 28 Gasversorger wollen ihre Biogasproduktion bis 2027 zwar ausbauen, bis auf eine Ausnahme aber in sehr bescheidenem Ausmass. «Beim Gas fristen die Erneuerbaren ein Schattendasein», lautet das Fazit der Studien-Autoren, Grund seien «schwache strategische Zielsetzungen» und zu wenig Druck, diese «auf erneuerbare Quellen auszurichten»⁷².

Rony Kaufmann, CEO vom Stadtwerke-Verband Swisstopower, drückte es einmal so aus: «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.**»⁷³ Von 2016 bis 2021 stieg die Zahl der Biogasanlagen, die ins Netz einspeisen, von 28 auf bloss 38 Anlagen²³. Die Folgen spüren Konsumentinnen und Konsumenten, die zu 100 Prozent regionales Biogas beziehen möchten: Viele Gasversorger bieten dies gar nicht an, bei anderen ist das Produkt ausverkauft⁷⁴.

Stattdessen werben viele Versorger auf ihren Websites noch immer mehr oder weniger subtil für reines Erdgas. In einem Online-Test «Welches Gas passt zu mir?» eines Ostschweizer Anbieters lautet eine Option: «Mir ist wichtig, dass mein Gas möglichst günstig ist, denn bei Erdgas handelt es sich bereits um den klimaverträglichsten fossilen Brennstoff». Gas verursacht etwa 20 bis 25 Prozent weniger Emissionen als Heizöl. Ein anderer Ostschweizer Anbieter fragt in einer Broschüre: «Wollen Sie Ihr Haus mit Biogas heizen?» Das «Standardprodukt» enthält jedoch nur 20 Prozent Biogas, und Kundinnen und Kunden können einfach auf 100 Prozent Erdgas umstellen – das günstiger ist. **Manche Versorger lockten bis vor kurzem sogar mit Prämien von 500 bis 1500 Franken und mehr, wenn Hausbesitzer ihre alte Heizung mit einer Gasheizung ersetzten.** Bei zumindest einem Gasversorger, der bis vor kurzem solche Umsteigeprämien bezahlt hat, ist die Länge des Gasnetzes in den letzten Jahren gewachsen⁷⁴. Kein Einzelfall, resümiert ein Fachbericht für den Metropolitanbereich Zürich: Es lasse sich in einigen Versorgungsgebieten «ein moderater, aber ungebrochener Ausbau des gesamten Verteilnetzes beobachten.»⁷⁵

Schlussfolgerungen: Wie weiter mit der Gasinfrastruktur?

Nach allen heute verfügbaren Erkenntnissen und den absehbaren Entwicklungen wird der Absatz gasförmiger Energieträger in der Schweiz innerhalb weniger Jahrzehnte massiv zurückgehen müssen.

Nur so leistet die Gasversorgung ihren Beitrag an die global gemeinsam getragenen Ziele zur Vermeidung einer gefährlichen Klimakrise. Der Rückgang im Gasverbrauch müsste



voraussichtlich in der Grössenordnung von mindestens 80 Prozent liegen, wenn man die begrenzten Potenziale für einheimisches und importiertes Biogas sowie die unsicheren Perspektiven für PtG berücksichtigt.

Dies hat einschneidende Konsequenzen für die Gas-Infrastruktur. Regionale Verteilnetze für die Versorgung von Gebäuden werden kaum mehr gebraucht werden – Ausnahmen könnten eng bebaute historische Ortskerne sein, deren Wärmeversorgung mit Wärmepumpen oder Fernwärme schwierig ist und wo lokal eng begrenzt Biogas zum Einsatz kommen könnte⁷⁶. Andere Verteilnetze würden Cluster von Industriebetrieben mit Biogas, Wasserstoff oder synthetischen Gasen versorgen, die auf diese Energieträger zwingend angewiesen sind. Diese Netze werden eng an die Bedürfnisse dieser Bezüger angepasst sein, die sich von jenen für die Heizung von Gebäuden deutlich unterscheiden.

Der Bericht «Das Gasnetz in der Energieversorgung der Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger» wurde von den Kantonen St. Gallen und Zürich

⁷² EnergieSchweiz. EVU-Benchmarking – Ergebnisse 2021/22. 2023.

⁷³ Während Podiumsdiskussion auf der Wärmetagung 2018 am 24.10.18.

⁷⁴ Test via Internetseiten von Versorgern in den Monaten August 2022 bis Februar 2023. Einige der beschriebenen Angebote und Broschüren sind zwischenzeitlich nicht mehr auf dem Netz.

⁷⁵ EBP. Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich. 2019.

⁷⁶ EBP. Das Gasnetz in der Energieversorgung der Zukunft – ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

mitfinanziert, darin findet sich Klartext: «**Eine Schweiz mit «netto null» Emissionen ist nicht kompatibel mit der heutigen Ausdehnung der Verteilnetze.» Daher bestehe «in Gemeinden und Städten dringender Handlungsbedarf, die Transformation der Wärmeversorgung an die Hand zu nehmen.»**⁷⁶ Die Städte Winterthur, Zürich und der Kanton Basel-Stadt tun dies wie erwähnt bereits: Sie haben ihren Energieversorgern Gas-Ausstiegspäne vorgeschrieben (vollständiger Rückbau des Gasnetzes in Basel bis 2037, Winterthur und Zürich bis 2040).

Diese weitsichtige Planung sei nötig, und Handlungsbedarf bestehe heute, betont der Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger: «Verzichtet der Gasversorger auf die Erneuerung einer Leitung, weil sie nicht mehr wirtschaftlich ist, sollte er im Idealfall bereits 20 Jahre vorher keine neuen Anschlüsse mehr legen und 10 bis 20 Jahre vorher die bestehenden Kunden informieren. Um Fehlinvestitionen («stranded investments») zu vermeiden, darf er also nicht erst zum Zeitpunkt der Erneuerung einer Leitung prüfen, ob sie auch wirtschaftlich ist.»

Das heisst, **Abschreibungsdauer, Preisgestaltung und Unterhaltsplanung müssen bereits angepasst und der Rückbau geplant werden. Unterbleibt dies, riskieren die Betreiber und Eigner von Gasnetzen – Gasversorger sowie Städte und Gemeinden – erhebliche Verluste.** Selbst wenn schon heute ein vollständiger Rückbau des Gasnetzes bis in 15 Jahren geplant werde, müsse mit Abschreibungen gerechnet werden, stellen die Industriellen Werke Basel in einem Bericht an den Basler Grossen Rat fest⁷⁷.

Die meisten Gasversorger in der Schweiz sind im Besitz von Gemeinden und Städten, die finanziell davon profitieren. Dies ist wohl ein Grund, warum bisher nicht mehr Gemeinwesen dem Beispiel von Zürich, Winterthur und Basel folgen und von ihrem Gasversorger einen konkreten Ausstiegsplan verlangen. Doch diese Kurzsichtigkeit könnte sich rächen, warnt der Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger: «Selbst wenn Sie persönlich den Klimazielen keine hohe Priorität beimessen, besteht trotzdem Handlungsbedarf. Die Ziele und Massnahmen anderer Akteure wie Bund und Kantone führen dazu, dass Energieeffizienz und erneuerbare Energien gestärkt werden. Es liegt an Ihnen zu prüfen, welche langfristigen Auswirkungen dies auf die Gas-Infrastruktur und ihren Wert hat.»

Wer Planung und Betrieb seines Gasnetzes stattdessen 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 mittels negativer Emissionen vollständig kompensieren zu können, müsste ein ausreichender Versicherungsbeitrag auf den Gaspreis aufgeschlagen werden (aktuell kostet es 500 Franken oder deutlich mehr, um eine Tonne CO₂ verlässlich und dauerhaft aus der Luft zu entfernen).

Zudem kann die Frage einer klimagerechten Anpassung der Gasnetzinfrastruktur 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 die Erfordernisse des Klimaschutzes nicht mehr ignorieren.

Der WWF Schweiz fordert nicht den vollständigen Rückbau des Gasnetzes. Wir weisen aber darauf hin, dass bislang von der Gaswirtschaft kein hinreichend belegtes Szenario und keine überzeugende Strategie vorliegt, wie die Gasversorgung auf heutigem oder leicht reduziertem Absatzniveau innert zwei Jahrzehnten dekarbonisiert werden könnte. Das Gasnetz wird so zu einer tickenden Klimabombe.

Bei den meisten Gasversorgern wird dieses Risiko bislang von Management und Verwaltungsrat aus Unkenntnis übersehen oder aus Angst vor den Konsequenzen ausgeblendet. Dabei gäbe es jetzt noch Handlungsspielraum, doch die Zeit wird immer knapper.



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
wwf.ch/kontakt

wwf.ch/spenden

⁷⁷ Ratschlag des Basler Regierungsrats 21.1696.01. 2021.