

2021/97 0.04.05.03 Postulat

Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Bericht und Antrag (Parlamentsgeschäft 19.04.08)

Beschluss Stadtrat

1. Antrag und Bericht zum Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" werden gemäss dem Antrag der Umweltkommission genehmigt und dem Parlament zur Beschlussfassung unterbreitet.
2. Der Stadtrat nimmt Kenntnis vom Mitbericht der Werkkommission, welche den Antrag der Umweltkommission unterstützt.
3. Öffentlichkeit des Beschlusses:
 - Der Beschluss ist per sofort öffentlich.
4. Mitteilung durch Sekretariat an:
 - Parlamentsdienste (als Antrag und Bericht)
 - Umweltkommission
 - Werkkommission
 - Geschäftsbereich Alter, Soziales + Umwelt
 - Stadtwerke

Ausgangslage

Die Postulatsforderung "keine neuen Gasanschlüsse" wirft weitere Fragen auf, welche sich zur Zukunft der Wärmeversorgung mit Gas stellen, insbesondere Fragen zu allfälligen finanziellen Risiken für die Gasversorgung, welche sich mit einer absehbaren Verschärfung der gesetzlichen Grundlagen zum Klimaschutz und der zunehmenden Umorientierung der heutigen Gaskundschaft auf eine erneuerbare Wärmeversorgung ihrer Gebäude stellen. Zur Beantwortung dieser Fragen wurde im Auftrag der Stadt Wetzikon durch das Ingenieurbüro EBP Schweiz AG, Zollikon ein Fachbericht (Transformation der Gasversorgung in der Stadt Wetzikon) erstellt.

Zusammenfassung der Berichtsergebnisse (Management Summary)

Die Stadt Wetzikon verfügt heute über ein flächendeckend ausgebautes und eher junges Gasnetz. Das Netz wurde auch in Gebieten ausgebaut, welche eine geringe Wärmebezugsdichte ausweisen. Gas wird in Wetzikon fast ausschliesslich für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt, also in denjenigen Bereichen, in denen der Bund langfristig keine Rolle mehr sieht für Gas, auch nicht für erneuerbares.

Im Bericht wurden sieben Handlungsoptionen bezüglich der weiteren Entwicklung des Wetziker Gasnetzes untersucht und in Bezug auf ihre Eignung in verschiedenen sich abzeichnenden zukünftigen Szenarien (Verstärkung der klimapolitischen Vorgaben, Liberalisierung Gasmarkt) bewertet. Die Bewertung erfolgte nach ökonomischen und ökologischen Kriterien und losgelöst davon, ob eine ambitionierte Klimapolitik oder eine Liberalisierung des Gasmarkts erwünscht ist oder nicht, sondern lediglich, ob sich die Option eignet, falls dieses Szenario eintreffen sollte.

Die Analyse zeigt auf, dass mit der heutigen Ausgangslage (so genanntes Referenzszenario) ein Interessenkonflikt zwischen der Sicht Klimaschutz und der Sicht Betriebswirtschaft besteht. Dieser Interessenkonflikt verschwindet aber im Szenario einer zukünftigen verstärkten Energie- und Klimapolitik (unabhängig von möglichen Liberalisierungsschritten für die Gasversorgung), da die Einschränkung von fossilen Energien dazu führt, dass der weitere Betrieb des Gasnetzes auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht in Frage gestellt ist.

Die Handlungsoption einer "differenzierte Transformation" der Gasversorgung erweist sich in allen betrachteten Zukunftsszenarien als am besten geeignet. Sie geht von unterschiedlichen Massnahmen je nach Netzgebiet aus. Dazu gehören Stilllegungen in Gebieten mit starkem Absatzrückgang und hohem Erneuerungsbedarf, aber auch der Erhalt eines Basisnetzes, das langfristig (erneuerbares) Gas zu Anwendungen wie die Spitzenlastdeckung/Redundanz von Wärmenetzen oder den Betrieb von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen transportieren kann. Differenzierte Stilllegungen tragen dazu bei, den Anstieg der Netznutzungskosten für die übrige Kundschaft zu dämpfen und das übrigbleibende Basisnetz langfristig rentabel betreiben zu können. Eine differenzierte Transformation kann angepasst an die sich wandelnden Rahmenbedingungen umgesetzt werden und erlaubt beispielsweise eine gute Abstimmung mit dem Bau von Fernwärmenetzen.

Im Bericht wurden weitere Fragen bezüglich der Zukunft der Gasversorgung beleuchtet. So wird festgestellt, dass

- das Potential für die Produktion von erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetisches Gas) in Wetzikon unter der Voraussetzung eines extremen Ausbaus der Photovoltaik bis ins Jahr 2050 bei maximal 5 bis 9 % des heutigen Gasabsatzes liegt.
- eine sorgfältige Transformationsplanung Hand in Hand mit der Planung von Wärme- und Kältenetzen erfolgen sollte.
- gestrandete Investitionen bei der Gasversorgung und der Gaskundschaft durch langfristige Planung und frühzeitige Identifikation von nicht mehr konkurrenzfähigen Netzgebieten verhindert werden können, wobei die frühzeitige Information der Kundschaft über geplante Stilllegungen ein wesentliches Element darstellt.

Fazit

Der Bericht "Transformation der Gasversorgung in der Stadt Wetzikon" beleuchtet wichtige Fragen für die Zukunft der Gasversorgung. Entscheide zur Zukunft der Wetziker Gasinfrastruktur in den nächsten 30 Jahren müssen wegen der Langlebigkeit der Infrastruktur bereits heute bearbeitet und beantwortet werden, um gestrandete Investitionen zu vermeiden.

Die Strategie einer differenzierten Transformation ist für Wetzikon gut geeignet, insbesondere für die Umsetzung der von der Stimmbevölkerung befürworteten Nutzung von Fernwärme und weiteren erneuerbaren Quellen für die Wärme- und Kälteversorgung, deren Umsetzung zwingend eine Koordination mit der weiteren Entwicklung des Gasnetzes notwendig macht. Die weitere Konkretisierung der differenzierten Transformationsstrategie inkl. einer angepassten Zielnetzplanung der Gasversorgung erfolgt im Rahmen des Umsetzungsvorschlags des Gegenvorschlags zur Fernwärmeinitiative.

Auf ein Verbot von neuen Anschlüssen an die Gasversorgung aus Gründen des Klimaschutzes ist zu verzichten, weil dies eine geordnete Transformation zu einer erneuerbaren, leitungsgebundenen Wärmeversorgung sogar gefährden könnte.

Erwägungen

Die Umweltkommission unterbreitet dem Stadtrat den Antrag und den Bericht zum Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Überweisung an das Parlament.

Der Stadtrat schliesst sich den Erwägungen der Umweltkommission an und nimmt den Mitbericht mit gleich lautendem Antrag der Werkkommission zur Kenntnis.

Antrag

Der Stadtrat beantragt dem Parlament, es möge folgenden Beschluss fassen:
(Zuständig im Stadtrat Pascal Bassu, Ressort Tiefbau + Energie)

Dem Bericht des Stadtrats zum Postulat wird zugestimmt und das Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" abgeschrieben.

Bericht

Ausgangslage

Das Parlament hat dem Stadtrat am 19. März 2020 die in ein Postulat umgewandelte Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Berichterstattung und Antragstellung überwiesen. Es ist gemäss Art. 44 der Geschäftsordnung des Parlaments (GeschO Parlament) eine "Aufforderung an den Stadtrat zu prüfen, ob eine Massnahme in seiner Kompetenz zu treffen oder ob ein Beschluss in der Zuständigkeit der Gemeinde oder des Gemeinderates zu fassen sei". Nach Art. 45 Abs. 4 GeschO Parlament hat der Stadtrat über ein überwiesenes Postulat innert neun Monaten Bericht zu erstatten und Antrag zu stellen. Mit Beschluss vom 31. August 2020 hat das Parlament die Frist bis zum 9. Juni 2021 verlängert. Mit dem vorliegenden Beschluss ist diese Frist gewahrt.

Der Stadtrat hat demnach zu prüfen, ob ein weiterer Ausbau des Wetziker Gasnetzes gestoppt und keine neuen Gasanschlüsse mehr erstellt werden sollen. In den Erwägungen zum Antrag auf Entgegennahme der Motion als Postulat führten der Stadtrat und die frühere Energiekommission aus, dass das Anliegen des Vorstosses zu wenig umfassend sei, indem sich heute nicht primär die Frage nach einem Stopp des Ausbaus des Wetziker Gasnetzes stelle, sondern vielmehr nach der Planung eines kontrollierten Übergangs von der heutigen fossilen Gasversorgung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung. Der Stadtrat führte aus, dass folgende Fragen im Bericht beleuchtet werden sollen:

- die Vermeidung von gestrandeten Investitionen bei der Gasversorgung und bei der Gaskundschaft,
- die Rolle von Gas bei der Spitzenlastabdeckung von erneuerbaren Wärmeverbünden oder von sogenannten Übergangstechnologien (wie beispielsweise der Einsatz von Gas in Blockheizkraftwerken) und
- die Klärung des Potentials an erneuerbaren Gasen und dessen Einsatz.

Neue Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die Gasversorgung

Klimaziele und Klimastrategien von Bund und Kanton

Die Schweiz hat sich mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaübereinkommens verpflichtet, bis 2030 ihren Treibhausgasausstoss gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Bis 2050 soll die Schweiz gemäss dem Beschluss des Bundesrats vom Sommer 2019 klimaneutral sein – also nicht mehr Treibhausgase ausstossen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null-Emissionen).

Auch der Regierungsrat des Kantons Zürich hat 2020 beschlossen, die Treibhausgasemissionen möglichst rasch, aber spätestens bis 2050 auf netto null zu senken. Die entsprechende langfristige Klimastrategie und ein Vorgehen zur Dekarbonisierung sollen im 1. Halbjahr 2021 vorliegen.

Mit der im Januar 2021 veröffentlichten langfristigen Klimastrategie der Schweiz zeigt der Bundesrat auf, wie das Ziel Netto-Null CO₂-Emissionen erreicht werden soll. U. a. wird der Gebäudepark bis 2050 keine Treibhausgasemissionen mehr verursachen dürfen. Dies bedeutet, dass bis spätestens in 30 Jahren für die Wärmeversorgung der Gebäude keine fossilen Brennstoffe (Erdgas und Erdöl) mehr eingesetzt werden dürfen. Möglich werden soll dies durch die Bereitstellung der Gebäudewärme mit erneuerbaren Energien bei Neubauten, die energetische Sanierung des bestehenden Gebäudeparks inkl. Ersatz von fossil betriebenen Wärmeversorgungen in bestehenden Bauten mit erneuerbaren Alternativen. Die Ziele werden einerseits mit einer Verschärfung der gesetzlichen Grundlagen (CO₂-Gesetz, eidgenössisches und kantonales Energiegesetz) und andererseits mit Fördermassnahmen erreicht.

Ziele und Rahmenbedingungen in Wetzikon

Am 9. Februar 2020 stimmten die Wetziker Stimmberechtigten dem Rahmenkredit für das neue Förderprogramm 2020 bis 2024 zu, mit welchem energetische Gebäudesanierungen, der Umstieg von fossiler auf erneuerbare Wärmeversorgung und die Produktion von Solarstrom gefördert wird. Mit den Förderbeiträgen bestehen für Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer sehr attraktive Anreize für energetische Gebäudesanierungen und den Umstieg zu einer Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen. Kombiniert mit den Förderbeiträgen des Kantons sind die Massnahmen über die Lebensdauer der Investitionen in den allermeisten Fällen wirtschaftlich. Dies wird den Umstieg von Erdgas und Öl auf erneuerbare Energien wie beabsichtigt beschleunigen und führt in der Konsequenz dazu, dass die Kundschaft der Gasversorgung laufend ausgedünnt wird.

Am 29. November 2020 stimmten die Stimmberechtigten dem Gegenvorschlag zur Fernwärmeinitiative zu, mit welchem der Stadtrat beauftragt wird, einen Umsetzungsvorschlag für eine Wärme- und Kälteversorgung der Stadt Wetzikon zu erarbeiten. Der Vorschlag soll möglichst auf Fernwärme des Zweckverbands Kehrrichtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) basieren und weitere erneuerbare und alternative Energiequellen berücksichtigen. Mit dem Umsetzungsvorschlag sind demzufolge Szenarien zu erarbeiten, welche mittel- und längerfristig die Möglichkeiten einer Wärmeversorgung ohne fossile Gasversorgung aufzeigen.

Auswirkungen der zukünftigen Rahmenbedingungen auf die Gasversorgung

Die Ziele und Stossrichtungen auf allen staatlichen Ebenen sind dahingehend ausgelegt, dass die Wärmeversorgung in Zukunft ohne fossile Brennstoffe erfolgen wird. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in einem Grundsatzpapier vom Oktober 2019 die künftige Rolle der Gasnetze aus Sicht des Bundes zusammengefasst. Gas wird zwar kurz- und mittelfristig ein wichtiger Energieträger bleiben. Längerfristig muss jedoch der Gasverbrauch aufgrund der Klimaziele deutlich sinken und mit erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetische Gase) gedeckt werden. Das inländische Potential für die Erzeugung von Biogas ist jedoch beschränkt (max. 10 – 15 % des heutigen Gasbedarfs). Dies gilt auch für die synthetischen erneuerbaren Gase (max. 5 – 15% des heutigen Gasbedarfs), deren Produktion zudem noch längere Zeit beschränkt ist, weil kaum erneuerbarer Überschussstrom zur Verfügung steht und die wegen der grosse Umwandlungsverluste auf absehbare Zeit noch sehr teuer ist. Die beschränkte Menge an Biogas und synthetischen Gasen soll deshalb in Zukunft nicht für die Wärmeversorgung von Gebäuden, sondern für andere Anwendungen wie Prozessenergie in der Industrie, als Treibstoffe im Schwer- und Langstreckenverkehr und für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen zur Verfügung stehen. Niedrig-

temperaturwärme für die Gebäudeheizung soll hingegen aus erneuerbaren Energien (Wärmepumpen und Fernwärme) gewährleistet werden. Die entsprechenden Technologien stehen bereits zur Verfügung.

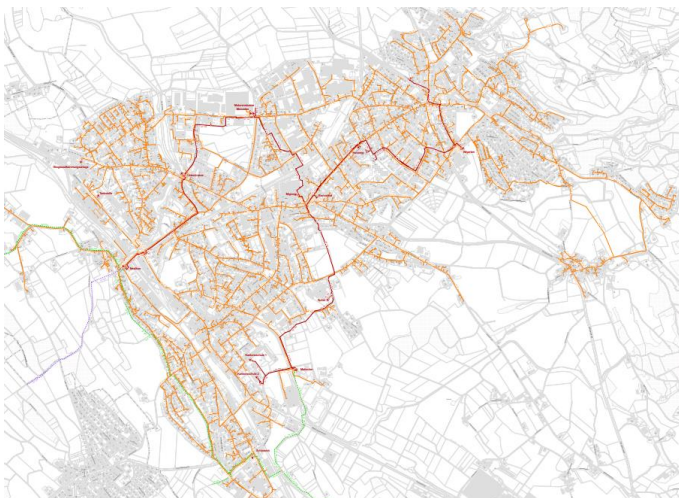
Dies bedeutet für die Gasversorgungen in den Städten und Gemeinden, dass sie sich bis in spätestens 30 Jahren ganz neu ausrichten müssen. Die Geschäftstätigkeit wird nicht mehr die Wärmeversorgung von Gebäuden mit Erd- und Biogas umfassen, sondern die Lieferung von erneuerbaren Gasen für die Spitzenlastabdeckung von Wärmeverbünden und von Prozessenergie für die Industrie. Das künftige Gasnetz muss sich rechtzeitig auf diese Herausforderungen ausrichten und in seiner räumlichen Ausdehnung angepasst werden (so genannte Zielnetzplanung).

Transformation der Gasversorgung

In den Erwägungen zum Antrag auf Entgegennahme der Motion als Postulat führten der Stadtrat und die frühere Energiekommission aus, dass aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen Überlegungen zu einer Transformation der heutigen, mehrheitlich auf fossilem Erdgas beruhenden Gasversorgung zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung dringend sind. Die neuen gesetzlichen Vorgaben zur erneuerbaren Wärmeversorgung und die Fördermittel für den Umstieg führen in den nächsten Jahren zu einer laufenden Ausdünnung der belieferten Gaskundinnen und -kunden. Die Amortisations-, Unterhalts- und Betriebskosten der Gasversorgung müssen ohne Anpassungen im Gasnetz auf immer weniger Kundinnen/Kunden verteilt werden und führen zusammen mit den steigenden CO₂-Abgaben zu einer laufenden Verteuerung des Heizens mit Gas im Vergleich zu erneuerbaren Konkurrenztechnologien und damit zu einer zusätzlichen Abwanderung der Kundschaft. Angesichts der Tatsache, dass die technische Lebensdauer von Gasleitungen 60 bis 80 Jahre beträgt, besteht Handlungsbedarf für die Wetziker Gasversorgung, um sich den neuen Herausforderungen zu stellen und sich rechtzeitig entsprechend vorzubereiten. Insbesondere gilt es, durch eine angepasste Planung nicht mehr amortisierbare, sogenannte gestrandete Investitionen beim Netz und den technischen Installationen zu vermeiden oder zu mindestens zu reduzieren.

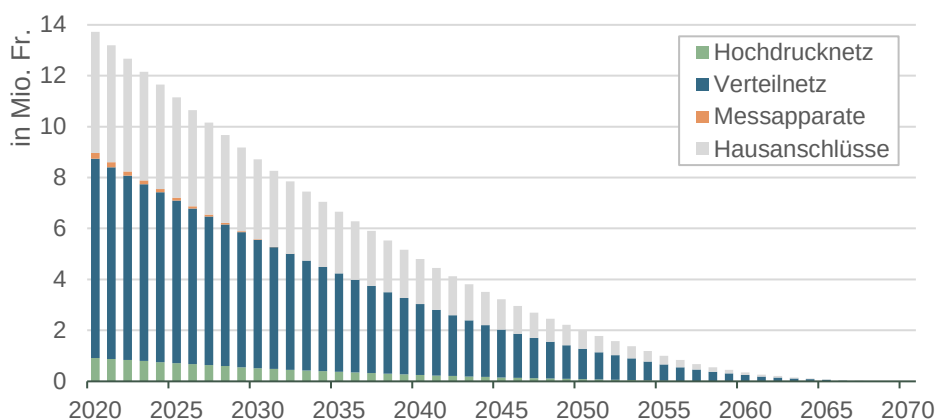
Ausgangslage

Die Stadt Wetzikon verfügt über ein flächendeckend ausgebautes und eher junges Gasnetz.

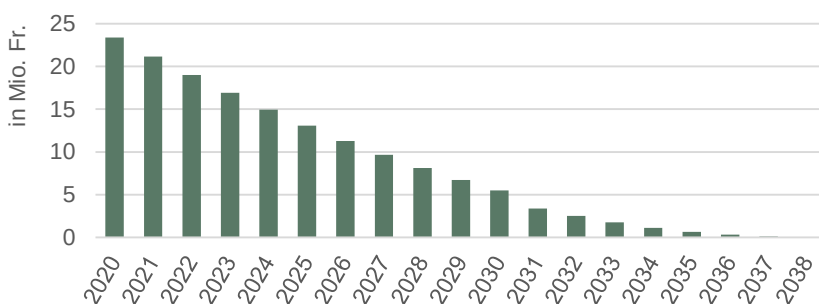


2019 wurde die Mehrheit aller Gebäude mit Erdgas beheizt (61% des Wärmebedarfs). Der jährliche Absatz beläuft sich auf ca. 130 GWh. Gas wird in Wetzikon fast ausschliesslich für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt, also in dem Bereich, in dem der Bund langfristig keine Rolle mehr für Gas sieht.

In den letzten 15 Jahren betrug der Anschaffungswert neuer Gas-Infrastrukturen durchschnittlich knapp 700'000 Franken pro Jahr. Der Restwert der heute vorhandenen Gas-Infrastruktur beläuft sich derzeit auf knapp 14 Mio. Franken. Dieser Restwert nimmt jährlich ab und wird 2050 bei noch etwa 2 Mio. Franken liegen. Zukünftige Instandstellungen an der Infrastruktur führen jeweils zu einer Erhöhung des Restwerts.



Die Gasheizungen in Wetzikon sind derzeit durchschnittlich 12 Jahren alt. Der Restwert aller heute installierten Gasheizungen der Stadt Wetzikon beträgt knapp 24 Mio. Franken und ist bis 2037 vollständig abgeschrieben.



Seit 2017 ist im Standardgasmix der Stadtwerke ein Anteil Biogas enthalten. Dieser lag zuerst bei 5 % und beträgt seit 2021 35 %. Ein grosser Teil der Kundschaft nimmt keine Änderung am Standardmix vor. 5 % des in Wetzikon eingesetzten Biogases wird in der eigenen Biogasanlage erzeugt, die restlichen 95 % stammen aus der europäischen Union über den Zukauf von entsprechenden Zertifikaten.

Der Wetziker Energieplan grenzt den Ausbau des Gasnetzes ein, indem die Erschliessung neuer Strassenzüge nur noch mit erneuerbarer Gasversorgung erlaubt ist und in Gestaltungsplangebieten und stadteigenen Gebäuden ein relevanter Anteil der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen stammen muss.

Möglichkeiten für die Transformation der Gasversorgung

Unterstützt durch das Ingenieurbüro EBP Schweiz AG, Zollikon befassten sich die Umwelt- und die Werkkommission und anschliessend der Stadtrat intensiv mit möglichen Szenarien für die Wetziker Gasversorgung.

Es wurden verschiedenen Handlungsoptionen für die Gasnetzentwicklung auf ihre Eignung in vier verschiedenen möglichen Entwicklungsszenarien in den nächsten 30 Jahren geprüft:

	Referenzszenario (weiter wie bisher)	Stärkere Liberalisierung	Verstärkte Energie- und Klimapolitik	Kombiniertes Szenario (Liberalisierung und Klimapolitik)
Netzentwicklung				
vollständiger Erhalt	(✓)	(✓)	x	x
vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas	x	x	(x)	(x)
Ausbau	x	x	x	x
rasche Stilllegung	x	x	(x)	(x)
mittelfristige Stilllegung	(x)	(✓)	(✓)	(✓)
«langfristige Stilllegung	(x)	(✓)	(x)	(x)
differenzierte Transforma- tion	✓	✓	(✓)	(✓)

Eignung von strategischen Optionen für verschiedene Rahmenszenarien:
✓ geeignet, (✓) eher geeignet, (x) eher ungeeignet, x ungeeignet

Die Handlungsoption "differenzierte Transformation" ist in allen möglichen Szenarien geeignet oder eher geeignet, alle anderen Optionen sind nur für gewisse Szenarien (eher) geeignet, in anderen hingegen (eher) nicht.

Eine differenzierte Transformation der Gasversorgung geht von unterschiedlichen Massnahmen je nach Netzgebiet aus. Dazu gehören Stilllegungen in Gebieten mit starkem Absatzrückgang und hohem Erneuerungsbedarf, aber auch der Erhalt eines Basisnetzes, das langfristig (erneuerbares) Gas zu Anwendungen wie die Spitzenlastdeckung/Redundanz von Wärmenetzen oder den Betrieb von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen transportieren kann. Differenzierte Stilllegungen tragen dazu bei, den Anstieg der Netznutzungskosten für die übrige Kundschaft zu dämpfen und das übrigbleibende Basisnetz langfristig rentabel betreiben zu können. Eine differenzierte Transformation kann angepasst an die sich wandelnden Rahmenbedingungen umgesetzt werden und erlaubt beispielsweise eine gute Abstimmung der Entwicklung des Gasnetzes mit dem Bau von Fernwärmenetzen. Mit der stadteigenen Biogasanlage wird zudem bereits eigenes Biogas produziert, das für die längerfristig noch zu versorgenden Anwendungen zur Verfügung steht. Eine differenzierte Transformation bedeutet jedoch gegenüber der vollständigen Stilllegung oder einem unveränderten Erhalt einen grösseren Aufwand sowohl für die Erarbeitung der Grundlagen, die Planung, die politische Abstimmung und die Kommunikation gegenüber den Kundinnen bzw. Kunden.

Mit dem an der Urne befürworteten Gegenvorschlag zur Fernwärme-Initiative wurde der Stadtrat von den Stimmberechtigten beauftragt, einen Vorschlag für die zukünftige Wärme- und Kälteversorgung der Stadt vorzulegen, welcher einerseits auf leitungsgebundener, erneuerbarer Wärme (aus KEZO und ARA) und auf weiteren erneuerbaren Energiequellen beruht. Für die leitungsgebundene Versorgung mit erneuerbarer Wärme ist zwingend eine enge Abstimmung mit dem heutigen Gasnetz und eine sorgfältige Transformationsplanung notwendig, da die heutige dichte Gasversorgung überall direkt konkurrenziert wird. Für eine erfolgreiche Fernwärmeversorgung sind bereits heute Massnahmen zur Sicherung der zukünftigen Anschlussdichte notwendig (z. B. über Quartierwärmeverbünde zur Vermeidung der Ausdünnung durch den Umstieg auf Wärmepumpen). Dabei ist sicherzustellen, dass die Gasversorgung auch in der langen Übergangsphase so wirtschaftlich wie möglich betrieben werden kann. In den wenig dicht bebauten und damit für eine Fernwärmeversorgung nicht gut geeigneten Gebieten ist eine frühzeitige Ausstiegsplanung notwendig zur Vermeidung von Ersatzinvestitionen, welche sich aufgrund des laufenden Umstiegs auf Wärmepumpen nicht mehr amortisieren lassen. Beide Aspekte sprechen für eine differenzierte Transformation in den nächsten Jahrzehnten und eine angepasste Zielnetzplanung der Gasversorgung. Diese Planungen sind im Rahmen des Umsetzungsvorschlags des Gegenvorschlags zur Fernwärmeinitiative vorzunehmen.

Fazit

Mit der Überweisung des Postulats "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Berichterstattung und Antragstellung hat der Stadtrat zu prüfen, ob ein weiterer Ausbau des Wetziker Gasnetzes gestoppt und keine neuen Gasanschlüsse mehr erstellt werden sollen und welche Massnahmen oder Beschlüsse allenfalls zu diesem Zweck zu ergreifen sind.

Ein Verbot von neuen Anschlüssen an die Gasversorgung aus Gründen des Klimaschutzes ist nicht zielführend, weil dies eine geordnete Transformation zu einer erneuerbaren, leitungsgebundenen Wärmeversorgung sogar gefährden könnte. Erneuerbares Gas wird einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Wärme leisten, u. a. als Übergangslösung bis zum Anschluss an ein Wärmenetz. Dies wird partiell auch zusätzliche Gasanschlüsse (für erneuerbare Gase) notwendig machen.

Der Stadtrat hat mit SRB 2021/45 den Projektauftrag für die Ausarbeitung des Umsetzungsvorschlags zur Fernwärmeinitiative beschlossen. Mit dem Teilprojekt "Transformation der Wärmeversorgung" sollen gemäss dem Vorgehen einer differenzierten Transformation Grundlagen für die Transformation der Wärmeversorgung bis 2050 zu einer vollständig erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung mit Zielnetzplanung, Vorgehensplan je Quartier, notwendigen Rechtssetzungsanpassungen und weiteren unterstützenden Massnahmen erarbeitet werden. Der Vermeidung von gestrandeten Investitionen bei der Gasversorgung der Stadtwerke und bei Privaten wird mit Hilfe von langfristiger Planung und frühzeitiger Kommunikation das notwendige grosse Gewicht beigemessen.

Akten

- 19.04.08 Motion Schlatter "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes"
- SRB 2020/10 - Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Antrag zur Umwandlung in ein Postulat und Entgegennahme (Parlamentsgeschäft 19.04.08)
- Grosser Gemeinderat, Motion kein weiterer Ausbau Gasnetz, Überweisung als Postulat (Tr. 5), 2020-03-19
- Künftige Rolle von Gas in der Schweiz, Bundesamt für Energie, 2019
- Fachbericht Zukunft Gasinfrastruktur, Metropolitankonferenz, 2019
- Zukunft Gasinfrastruktur, Ratgeber für Gemeinden, Metropolitankonferenz, 2020
- Transformation Gasversorgung, Bericht ebp, 2021-03-09
- SRB 2021/45 - Umsetzungsvorschlag Fernwärme, Festsetzung Projektorganisation
- UKB 2021/6 - Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Bericht und Antrag (Parlamentsgeschäft 19.04.08)
- WKB 2021/7 - Mitbericht zum Antrag und Bericht der Umweltkommission zum Postulat - Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes

Für richtigen Protokollauszug:



Stadtrat Wetzikon

Martina Buri, Stadtschreiberin

Grosser Gemeinderat
Präsident Stefan Kaufmann
Bahnhofstr. 167
8622 Wetzikon

Grosser Gemeinderat

Eingang 25. November 2019

Vorstoss Motion

Nr. 19.04.08

Wetzikon, 17. November 2019

Motion «Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes»

Ausgangslage

Die Schweiz hat sich mit der Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen deutlich zu senken. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse zeigen laufend, dass die Senkung des CO₂-Ausstosses deutlich beschleunigt werden muss, um die Erderwärmung nicht noch weiter zu beschleunigen.

Im Bereich Gebäudewärme, der in der Schweiz für ca. 26% des CO₂-Ausstosses verantwortlich ist, stehen heute verschiedene Heizsysteme zur Verfügung, welche CO₂-neutral sind (Wärmepumpen mit Erdsonden oder Luft-/Wasserpumpen, Solarthermie, Holzheizungen etc.).

Unter diesen Voraussetzungen ist jeder Ausbau des Gasnetzes in Wetzikon kontraproduktiv.

Auftrag

Der Stadtrat wird beauftragt, dem Parlament einen Gemeindeerlass vorzulegen, der den weiteren Ausbau des Wetziker Gasnetzes untersagt. Eventualiter – sofern die neue Gemeindeordnung bereits in Kraft ist - wird er beauftragt, dem Parlament die Eigentümerstrategie der Stadtwerke mit der gleichlautenden Anpassung vorzulegen.

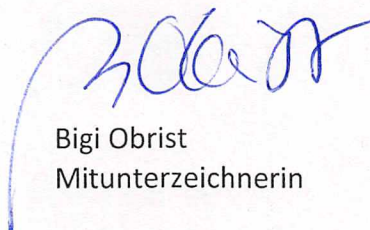
Der Unterhalt für einen sicheren Betrieb des Gasnetzes inkl. Ersatz von bestehenden Netzelementen ist von diesem Vorstoss nicht betroffen. Es dürfen aber keine neuen Möglichkeiten für Gasanschlüsse geschaffen werden, sofern sie heute nicht bereits bestehen.

Wir bedanken uns für die Bearbeitung und die Entgegennahme der Motion.

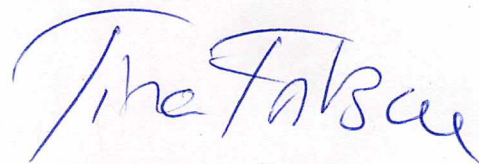
Mit freundlichen Grüssen



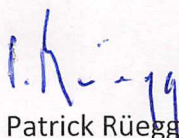
Esther Schlatter
Erstunterzeichnende



Bigi Obrist
Mitunterzeichnerin



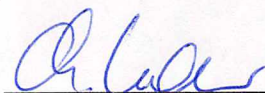
Tina Fritzsche
Mitunterzeichnerin



Patrick Rüegg
Mitunterzeichner



MitunterzeichnerIn
Martin Wunderli



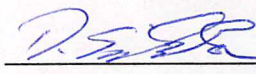
MitunterzeichnerIn
Christine Walter



MitunterzeichnerIn
Advije Delhasani



MitunterzeichnerIn
Benjamin Waldler



MitunterzeichnerIn
Dominik Scheibler



MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

MitunterzeichnerIn

2020/10 0.04.05.04 Motion

Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Antrag zur Umwandlung in ein Postulat und Entgegennahme (Parlamentsgeschäft 19.04.08)

Beschluss Stadtrat

1. Der Stadtrat empfiehlt die Annahme des Antrags der Energiekommission für die Umwandlung der Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" in ein Postulat.
2. Öffentlichkeit des Beschlusses:
 - Der Beschluss ist per sofort öffentlich.
3. Mitteilung durch Sekretariat an:
 - Parlamentsdienste (als Mitteilung mit Erklärung und Stellungnahme)
 - Energiekommission
 - Geschäftsbereich Alter, Soziales + Umwelt

Erwägungen

Das Ressort Tiefbau + Energie unterbreitet dem Stadtrat den Antrag der Energiekommission zur Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes, Umwandlung in ein Postulat und Entgegennahme" vom 13. Januar 2020 zur Weiterleitung und Beschlussfassung an das Parlament.

Die Energiekommission besitzt als eigenständige Kommission ein Antragsrecht gegenüber dem Parlament. Sie kann dieses aber nicht direkt, sondern nur durch Vermittlung durch den Stadtrat ausüben. Anträge von eigenständigen Kommissionen gehen gemäss § 51 Abs. 4 des Gemeindegesetzes (GG, LS 131.1) an den Stadtrat, der sie mit seiner Abstimmungsempfehlung dem Parlament weiterleitet. Dieser kann die Annahme, Ablehnung, Verschiebung oder Änderung empfehlen.

Erklärung

Die Energiekommission beantragt dem Parlament, die Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" in ein Postulat umzuwandeln. Im Falle der Ablehnung des Umwandlungsantrags empfiehlt sie, die Motion nicht zu überweisen.

(Zuständig im Stadtrat Pascal Bassu, Ressort Tiefbau + Energie)

Stellungnahme

Ausgangslage

Die nachfolgende Motion von Esther Schlatter (GLP) und neun Mitunterzeichnenden ist an der Parlamentssitzung des Parlaments vom 9. Dezember 2019 begründet worden.

Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes

Ausgangslage

Die Schweiz hat sich mit der Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen deutlich zu senken. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse zeigen laufend, dass die Senkung des CO₂-Ausstosses deutlich beschleunigt werden muss, um die Erderwärmung nicht noch weiter zu beschleunigen.

Im Bereich Gebäudewärme, der in der Schweiz für ca. 26 % des CO₂-Ausstosses verantwortlich ist, stehen heute verschiedene Heizsysteme zur Verfügung, welche CO₂-neutral sind (Wärmepumpen mit Erdsonden oder Luft-/Wasserpumpen, Solarthermie, Holzheizungen etc.).

Unter diesen Voraussetzungen ist jeder Ausbau des Gasnetzes in Wetzikon kontraproduktiv.

Auftrag

Der Stadtrat wird beauftragt, dem Parlament einen Gemeindeerlass vorzulegen der den weiteren Ausbau des Wetziker Gasnetzes untersagt. Eventualiter – sofern die neue Gemeindeordnung bereits in Kraft ist – wird er beauftragt, dem Parlament die Eigentümerstrategie der Stadtwerke mit der gleichlautenden Anpassung vorzulegen.

Der Unterhalt für einen sicheren Betrieb des Gasnetzes inkl. Ersatz von bestehenden Netzelementen ist von diesem Vorstoss nicht betroffen. Es dürfen aber keine neuen Möglichkeiten für Gasanschlüsse geschaffen werden, sofern sie heute nicht bereits bestehen.

Wir bedanken uns für die Bearbeitung und die Entgegennahme der Motion.

Formelles

Die Motion ist gemäss Art. 41 der Geschäftsordnung des Parlaments (GeschO Parlament) ein "selbständiger Antrag, welcher den Stadtrat verpflichtet, den Entwurf für den Erlass, die Änderung oder die Aufhebung eines Beschlusses vorzulegen, der in die Kompetenz der Gemeinde oder des Gemeinderates fällt". Nach Art. 42 Abs. 2 GeschO Parlament teilt der Stadtrat innert zwei Monaten mit, ob er bereit ist, die Motion entgegenzunehmen. Einen Ablehnungsantrag oder ein Antrag auf Umwandlung in ein Postulat hat er schriftlich zu begründen. Mit dem vorliegenden Beschluss ist diese Frist gewahrt.

Grundlagen

Vorgaben und Massnahmen des Bundes

Die Schweiz hat sich mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaübereinkommens verpflichtet, bis 2030 ihren Treibhausgasausstoss gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren und bis 2050 um 70 – 85 % zu verringern. Im Sommer 2019 hat der Bundesrat in Würdigung der alarmierenden Erkenntnisse des Weltklimarates von 2018 entschieden, die CO₂-Emissionen schneller zu senken. Die Schweiz soll demzufolge bis 2050 klimaneutral sein, also nicht mehr Treibhausgase ausstossen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null-Emissionen).

Dies bedeutet für den Gebäudebereich, dass bis in 30 Jahren die Wärmebereitstellung in den Gebäuden ohne fossile Energieträger gewährleistet werden muss. Möglich werden soll dies durch die energetische Sanierung des bestehenden Gebäudeparks, restriktive Vorgaben für den Wärmeenergieverbrauch von Neubauten und den Ersatz der fossilen Brennstoffe Öl und Erdgas durch erneuerbare Alternativen.

Massnahmen zur Zielerreichung auf verschiedenen Stufen

Mit der laufenden Revision des CO₂-Gesetzes auf Bundesebene sollen die Grundlagen für die Zielerreichung 2030 (Reduktion des CO₂-Ausstosses um 50 % gegenüber 1990) gelegt werden. Im revidierten Gesetz sind für den Gebäudebereich verschiedene Massnahmen vorgesehen wie beispielsweise

- eine Erhöhung der CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen (Öl, Gas, Kohle) bis max. 210 Franken pro Tonne CO₂ (derzeit 96 Franken pro Tonne),
- eine Weiterführung des Gebäudeprogramms zur Förderung von energetischen Gebäudesanierungen und Investitionen in erneuerbare Energien,
- eine Einführung von CO₂-Grenzwerten für Gebäude.

Für die Zielerreichung 2050 ist vorerst die Erarbeitung einer entsprechenden langfristigen Klimastrategie des Bundesrats vorgesehen. Deren Umsetzung soll in weiteren Revisionen des CO₂-Gesetzes vorgenommen werden.

Auch der Regierungsrat des Kantons Zürich hat beschlossen, die klimaneutrale Wärmeversorgung von Gebäuden zu fördern. Folgende Massnahmen sind dafür vorgesehen:

- Im Dezember 2019 beantragte der Regierungsrat beim Kantonsrat einen Rahmenkredit zur Förderung von Energieeffizienz-Massnahmen und klimaneutraler Wärmeversorgung von Gebäuden für die Jahre 2020 bis 2023. Im Vordergrund steht der Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch eine klimafreundliche Wärmeversorgung.

- Der Regierungsrat plant in Kürze, einen Antrag an den Kantonsrat zur Änderung des Energiegesetzes zur Implementierung der so genannten MuKE (energetische Gebäudevorschriften). Diese zielen ebenfalls auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien beim Bau und Betrieb der Gebäude ab.
- Bereits seit Ende 2018 ist der Massnahmenplan Klimawandel in Kraft, mit welchem ebenfalls eine Minderung des Energieverbrauchs und der Ersatz von fossilen durch erneuerbare Heizungen angestrebt werden. Der erwähnte beantragte Rahmenkredit zu deren Förderung wird die Zielerreichung unterstützen.

In der Stadt Wetzikon wird am 9. Februar 2020 an der Urne über den Rahmenkredit für das neue Förderprogramm 2020 bis 2024 abgestimmt, mit welchem energetische Gebäudesanierungen, der Umstieg von fossiler auf erneuerbare Wärmeversorgung und die Produktion von Solarstrom gefördert werden soll.

Mit den vorgesehenen und bereits in Umsetzung stehenden Massnahmen, insbesondere den Förderbeiträgen, werden für Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer sehr attraktive Angebote zur Unterstützung von energetischen Gebäudesanierungen und für den Umstieg der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen bestehen, welche die Massnahmen deutlich verbilligen und diese für die Gebäudebesitzerinnen und -besitzer wirtschaftlich machen. Zusätzlich werden im Anschluss an eine energetische Sanierung die Betriebskosten sinken und die mit erneuerbaren Energien versorgten Gebäude werden nicht von den Steigerungen der CO₂-Abgabe betroffen sein. Dank dieser Massnahmen wird der Umstieg auf erneuerbare Energien beschleunigt erfolgen.

Zukunft der Gasnetze aus Sicht des Bundes

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat kürzlich in einem Grundsatzpapier die künftige Rolle der Gasnetze aus Sicht des Bundes zusammengefasst. Gas wird kurz- und mittelfristig ein wichtiger Energieträger bleiben. Längerfristig muss jedoch der Gasverbrauch aufgrund der Klimaziele deutlich sinken und mit erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetische Gase) gedeckt werden. Das Potential für die Erzeugung von Biogas ist jedoch beschränkt und die Produktion erneuerbarer Gase durch die hohen Umwandlungsverluste sehr teuer. Die beschränkte Menge an Biogas und synthetischen Gasen soll deshalb in Zukunft nicht für die Wärmeversorgung von Gebäuden, sondern für andere Anwendungen wie Prozessenergie in der Industrie, als Treibstoffe im Schwer- und Langstreckenverkehr und für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen zur Verfügung stehen. Niedrigtemperaturwärme für die Gebäudeheizung soll hingegen aus erneuerbaren Energien gewährleistet werden. Diese Veränderungen im Gasabsatz bedeuten für die Gasversorger, dass sie sich rechtzeitig auf Ausstiegsszenarien vorbereiten sollten.

Vorgaben Energieplan Wetzikon

Der Energieplan ist auf die energiepolitischen Ziele 2025 ausgelegt. Diese sollen mit folgenden Kernelementen erreicht werden:

- Substitution der Erdölheizungen bis ins Jahr 2050
- Anforderungen an den Anteil von erneuerbaren Energien, insbesondere in den Gestaltungsplanpflichtgebieten und bei Liegenschaften im Eigentum der Stadt Wetzikon
- Nutzung der ARA-Abwärme
- Neuausrichtung der Wärmeerzeugung in den Einfamilienhausgebieten auf Basis erneuerbarer Energien

Im Wetziker Energieplan ist ein Gebiet zur Nutzung der Abwärme der ARA ausgeschieden und für Gestaltungsplangebiete und Stadt eigene Gebäude werden Vorgaben gemacht zur Nutzung von erneuerbarer Energien und zur Energieeffizienz der Gebäude. In den übrigen Gebieten ist die Nutzung von Gas mit folgenden Einschränkungen zulässig:

- Längs der bestehenden Gasinfrastruktur bleibt eine Anschlussverdichtung von Gebäuden möglich. Neue Gasanschlüsse sind aber nur zulässig, wenn zugleich ein Anteil erneuerbare Energie genutzt wird.
- Eine Erschliessung von neuen Strassenzügen ist nur dann zulässig, wenn die Versorgung ausschliesslich mit erneuerbarem Gas erfolgt, erneuerbare Gase an den erneuerbaren Anteil der energetischen Gebäudevorschriften gemäss § 10a des kantonalen Energiegesetzes anerkannt würden und die Erschliessung wirtschaftlich ist.
- Versorgungsdruck und sicherheitsrelevante Verbindungen gemäss Fachplanung sind zulässig.
- Der Anteil von Biogas im Gasmix wird erhöht (mindestens 10 % bis 2025).

Es ist zu beachten, dass die Vorgaben des Energieplans auf die energiepolitischen Ziele 2025 der Stadt ausgelegt sind. Aufgrund der verschärften übergeordneten Ziele genügen diese inzwischen nicht mehr und der Energieplan müsste in den nächsten Jahren entsprechend angepasst werden.

Beschlüsse der Energiekommission bezüglich Ausbau des Gasnetzes

Die Energiekommission hat sich seit der Festsetzung des Energieplans im Juli 2018 bei Beschlüssen zum Gasnetz an die obgenannten Vorgaben des Energieplans gehalten. Einen expliziten Beschluss zu einem Verzicht von Ausbauten gibt es hingegen nicht.

Erwägungen der Energiekommission

Die Energiekommission ist der Meinung, dass die Gasversorgung in den nächsten Jahren weiterhin eine wichtige Rolle in der Wetziker Wärmeversorgung spielen wird. Allerdings kommen in naher Zukunft grosse Herausforderungen auf die Gasversorgung zu. Aufgrund des beschlossenen Ziels der CO₂-Neutralität der Schweiz bis 2050 und den darauf ausgerichteten Massnahmen wie Erhöhung der CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen, Fördermassnahmen für die energetische Sanierung von Gebäuden und den Umstieg von fossiler zu erneuerbarer Wärmeversorgung oder die Festlegung von Emissionsgrenzwerten für Gebäude werden dazu führen, dass in den nächsten Jahren und Jahrzehnten die Gaspreise steigen, die Gasanschlüsse ausgedünnt werden und der Absatz von Heizgas deutlich abnehmen wird. Auch die Substitution der Wärmeversorgung mit Öl durch eine solche mit Gas wird aufgrund der Preissignale und der einzuhaltenden Ziele für die Gebäude nicht mehr attraktiv sein. Damit müssen die Unterhalts- und Betriebskosten auf immer weniger Kund/innen umgelegt werden, was zusätzlich zu höheren Preisen führen wird. Die Gasversorgung wird zukünftig weniger rentabel sein als heute.

Eine Möglichkeit, die Gasversorgung ökologischer zu machen, ist eine Versorgung mit Biogas oder mit erneuerbaren synthetischen Gasen. Allerdings ist es bei weitem nicht möglich, die heutige Menge an Erdgas mit Biogas zu ersetzen. Das Biogaspotential in der Schweiz ist beschränkt (max. 10 – 15 % des heutigen Erdgasverbrauchs) und der Import von Biogas aus dem Ausland wird in Zukunft eher schwieriger und teurer, denn es ist zu erwarten, dass die Länder der EU infolge des kürzlich beschlossenen "Green Deal" (Klimaneutralität bis 2050) ihre erneuerbaren Energien selber benötigen werden. Die oft genannten synthetischen erneuerbaren Gase sind derzeit nicht vorhanden und werden auf absehbare Zeit noch sehr teuer sein. Derzeit stehen in der Schweiz für deren Synthese auch keine genügend grossen Mengen an überschüssigem erneuerbarem Strom zur Verfügung. Es kann zudem davon ausgegan-

gen werden, dass erneuerbare Gase mittel- und längerfristig für andere Anwendungen als für die Wärmeerzeugung in Gebäuden benötigt werden, wo keine wirtschaftlichen Alternativen zur Verfügung stehen.

Damit stellt sich heute nicht die Frage nach einem Stopp des Ausbaus des Wetziker Gasnetzes, sondern vielmehr nach der Planung eines kontrollierten Übergangs auf eine erneuerbare Wärmeversorgung zur Vermeidung oder mindestens Verminderung von gestrandeten Investitionen. Die Motion ist zu wenig umfassend und berücksichtigt die wesentlichen Fragen zur Zukunft der Gasversorgung nicht ausreichend. Sie ist deswegen abzulehnen.

Die Energiekommission ist jedoch der Ansicht, dass Fragen zur zukünftigen Entwicklung der Wetziker Gasversorgung sehr wichtig sind und intensiv weiter bearbeitet werden sollen. Durch eine Umwandlung in ein Postulat könnte dem Parlament aufgezeigt werden, wie eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden soll. Weiter könnte aufgezeigt werden, welche Rolle so genannte Übergangstechnologien (wie beispielsweise der Einsatz von Blockheizkraftwerken oder die Spitzenlastabdeckung bei erneuerbaren Wärmeverbunden) spielen können und sollen und welches Potential an erneuerbaren Gasen in Wetzikon besteht und wie diese eingesetzt werden sollen.

Für richtigen Protokollauszug:

Stadtrat Wetzikon

Martina Buri, Stv. Stadtschreiberin

Beschlussprotokoll der 55. Sitzung des Grossen Gemeinderats

vom 9. März 2020, 19.00 – 21.10 Uhr

im Saal des Stadthauses Wetzikon

Vorsitz Stefan Kaufmann, Präsident

Anwesend 35 Mitglieder des Grossen Gemeinderats
Stadtpräsident
6 Mitglieder des Stadtrats
Stadtschreiberin

Protokoll Franziska Gross, Ratssekretärin

Die Sitzungen werden zusätzlich durch Audioaufnahmen protokolliert. Die [Audioprotokolle](#) und die Sitzungsunterlagen sind auf der [Website des Grossen Gemeinderats](#) verfügbar.

Traktanden

1. Mitteilung des Präsidenten
2. Genehmigung der Traktandenliste
- 2.1 Fraktionserklärungen
3. 19.02.04 Interpellation Benjamin Walder (GP): "Defibrillatoren"
4. 19.02.05 Interpellation Timotheus Bruderer (SVP): "Aufhebung der Sek C in Wetzikon"
5. 19.04.08 Motion Esther Schlatter (GLP): "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes"
6. 19.06.26 Kreditabrechnung Ersatz und Ausbau Infrastruktur Schulinformatik
7. Fragestunde

1. Mitteilung des Präsidenten

Dem Grossen Gemeinderat wurden seit der letzten Parlamentssitzung folgende *parlamentarische Geschäfte* zugestellt:

- 20.06.01 Kredit Ferienhaus Canetg, Sanierung Dach und Sanitäranlagen
- 20.06.02 Einführung flächendeckende Parkraumbewirtschaftung

Das Geschäft 20.06.01 "Kredit Ferienhaus, Canetg, Sanierung Dach und Sanitäranlagen" wird durch die Rechnungsprüfungskommission vorberaten und das Geschäft 20.06.02 "Einführung flächendeckende Parkraumbewirtschaftung" durch die Fachkommission II.

Seit der letzten Parlamentssitzung wurden folgende *schriftliche Anfragen* eingereicht:

- Schriftliche Anfrage Martin Altwegg (SP): Wohn- und Geschäftshaus Schlossbach / Bahnhofstr. 102/104
- Schriftliche Anfrage Zeno Schärer (SVP): "Park- und Ride"-Angebot und städtische Parkraumplanung

Der Vorstoss ist auf der Website aufgeschaltet; der Stadtrat erteilt innert drei Monaten eine schriftliche Antwort.

Seit der letzten Parlamentssitzung wurde folgende schriftlichen Anfragen beantwortet:

- Schriftliche Anfrage Barbara Spiess (SP): "Ungültig eingelegte Wahlzettel"

2. Genehmigung der Traktandenliste

Der Grosse Gemeinderat genehmigt die Traktandenliste.

2.1 Fraktionserklärungen

Fraktionserklärung von Sandra Elliscasis-Fasani (FDP) für die FDP-Fraktion zum Baustellenmanagement an der Zürcher-/Weststrasse.

Fraktionserklärung von Bigi Obrist (AW) für die AW/GLP-Fraktion zu Sozialismus, Kapitalismus und dem Umgang mit Minderheiten.

3. 19.02.04 Interpellation Benjamin Walder (GP): "Defibrillatoren"

Beantwortung durch den Stadtrat.

4. 19.02.05 Interpellation Timotheus Bruderer (SVP): "Aufhebung der Sek C in Wetzikon"

Der Grosse Gemeinderat stimmt dem Antrag von Timotheus Bruderer (SVP) auf vollständige Beantwortung gemäss Art. 47 Abs. 3 Geschäftsordnung zu.

5. 19.04.08 Motion Esther Schlatter (GLP): "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes"

Die Motionärin stimmt der Umwandlung der Motion in ein Postulat zu. Der Grosse Gemeinderat überweist das Postulat mit 18:16 Stimmen bei einer Enthaltung.

6. 19.06.26 Kreditabrechnung Ersatz und Ausbau Infrastruktur Schulinformatik

Der Grosse Gemeinderat genehmigt gemäss Antrag der Rechnungsprüfungskommission einstimmig die Kreditabrechnung "Ersatz und Ausbau Infrastruktur Schulinformatik Primarschule" mit Gesamtkosten von 1'461'738 Franken, resp. einem Minderbetrag von 220'956 Franken.

7. Fragestunde

Die Fragestunde wird gemäss Art. 53 f. der Geschäftsordnung des Grossen Gemeinderats durchgeführt. Die Antworten des Stadtrats sind im Audioprotokoll zur Parlamentssitzung abrufbar.

Grosser Gemeinderat

Stefan Kaufmann
Präsident

Franziska Gross
Ratssekretärin



Oktober 2019

Künftige Rolle von Gas und Gasinfrastruktur in der Energieversorgung der Schweiz

Welche Rolle werden Gas (Erdgas, Biogas, synthetisches Gas) und die Gasinfrastruktur in der Energieversorgung der Schweiz künftig spielen? Das vorliegende Dokument präsentiert die Einschätzungen des Bundesamts für Energie (BFE).

Überblick

1. Erdgas ist ein bedeutender Energieträger im Energiemix der Schweiz – längerfristig muss der Verbrauch mit Blick auf die Klimaziele gesenkt werden. 2
2. Biogas ist ein wertvoller, polyvalent und flexibel einsetzbarer Energieträger. 2
3. Biogas ist nur in begrenzten Mengen verfügbar. 3
4. Biogasimporte als solche sollen künftig mittels Herkunftsnachweisen ermöglicht und im Treibhausgasinventar erfasst werden. 3
5. Über die gesamte Wertschöpfungskette betrachtet verursacht Biogas weniger Treibhausgasemissionen als Erdgas. 4
6. In der Schweiz wird die Biogasproduktion durch verschiedene Massnahmen gefördert. 5
7. Die Produktion von synthetischem erneuerbarem Gas ist energieintensiv und teuer. 5
8. Erdgas und erneuerbare Gase sind effizient und zweckmässig einzusetzen. 6
9. Kurz- bis mittelfristig ist der Einsatz von Erdgas – unter Beimischung von Biogas – im Gebäudebereich sinnvoll. Langfristig jedoch nicht. 6
10. Das erneuerbare Wärmepotenzial in der Schweiz ist gross und soll erschlossen werden. 7
11. Bestehende Gasnetze leisten einen wichtigen Beitrag an eine sichere und zuverlässige Energieversorgung der Schweiz. Investitionen in neue Gasnetze, die in Konkurrenz zu erneuerbaren Wärmenetzen stehen, sind jedoch zu vermeiden. 7
12. Durch eine sorgfältige räumliche Energieplanung wird die Wärmeversorgung eines Gebietes sinnvoll entwickelt. 7
13. Der Bundesrat plant ein Gasversorgungsgesetz, um mehr Rechtssicherheit im Gasmarkt zu schaffen. 8

Definitionen:

Biogas	Gas aus der Vergärung oder Vergasung von Biomasse
Erneuerbares synthetisches Gas	Gase wie Wasserstoff und Methan können synthetisch hergestellt werden. Mit erneuerbarem Strom und Wasser wird mittels Elektrolyse erneuerbarer Wasserstoff produziert. Dieser kann direkt eingesetzt (Industrie, Mobilität) oder ins Gasnetz eingespeist werden. Alternativ kann mit diesem Wasserstoff mithilfe von Kohlendioxid (CO ₂) erneuerbares Methan hergestellt werden. Dieses kann ins Netz eingespeist oder direkt genutzt werden, z.B. über eine Tanksäule oder in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage (WKK-Anlage). Spezialfall «direkte Methanisierung»: Bei der direkten Methanisierung wird anstelle von reinem Kohlendioxid Rohgas aus einer Biogasanlage eingesetzt. Dieses Rohgas besteht aus einer Mischung von Methan und CO ₂ .
Erneuerbares Gas	Biogas und erneuerbare synthetische Gase gehören zur Kategorie erneuerbarer Gase.

1. *Erdgas ist ein bedeutender Energieträger im Energiemix der Schweiz – längerfristig muss der Verbrauch mit Blick auf die Klimaziele gesenkt werden.*

2018 lag der Gasendverbrauch in der Schweiz bei rund 31 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 13.5 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch. Dafür haben die Endverbraucher 2,66 Milliarden Franken ausgegeben¹. Die Gasnachfrage wurde zu 99% Prozent mit importiertem Erdgas und zu 1 Prozent mit eingespeistem Biogas aus Schweizer Produktion gedeckt². Die privaten Haushalte sind mit rund 41 Prozent am Endverbrauch die grössten Gaskonsumenten, gefolgt von der Industrie mit 35 Prozent, dem Dienstleistungssektor mit 22 Prozent und dem Verkehrssektor mit einem Prozent (Rest: statistische Differenz)³. Gas wird kurz- bis mittelfristig ein wichtiger Energieträger bleiben. Längerfristig muss die Schweiz ihre Energieversorgung jedoch dekarbonisieren, um ihre Klimaziele zu erreichen. Dazu muss der Erdgasverbrauch deutlich reduziert und die verbleibende Nachfrage soweit als möglich mit erneuerbarem Gas gedeckt werden. Den Rahmen für die dafür notwendigen Massnahmen schafft das neue CO₂-Gesetz (s. auch Ziffer 6 und 9).

2. *Biogas ist ein wertvoller, polyvalent und flexibel einsetzbarer Energieträger.*

Biogas ist ein erneuerbarer und CO₂-armer Energieträger. Seine grossen Stärken sind die Flexibilität bei der Bereitstellung von verschiedenen Energieformen (Strom, Wärme, Treibstoff) und die Synergien mit anderen Bereichen (z.B. Landwirtschaft, Abfallverwertung). Biogas kann so einen Beitrag zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Schweiz leisten. Die Produktion von Biogas hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Das Potenzial der Biogasproduktion in der Schweiz bleibt jedoch beschränkt.

In der Schweiz wurden 2018 rund 1'456 GWh Biogas (Rohgas) produziert, je hälftig aus Klärgasanlagen (kommunale Abwasserreinigungsanlagen) und Biogasanlagen (Produktion aus kommunalen und industriellen Abfällen wie Grünabfällen und landwirtschaftlichen Anlagen)⁴. Biogas wird grösstenteils direkt vor Ort in einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage (WKK-Anlage) zu Strom und Wärme verwertet (2018: 352 GWh Strom, 474 GWh genutzte Wärme). In Biogas-Aufbereitungsanlagen wird aus Rohgas Biomethan produziert und in das Erdgasnetz eingespeist (2018: 325 GWh). Dieses Biomethan wurde im Jahr 2017 zu 85 Prozent als Heizgas und zu 15 Prozent als Treibstoff verbraucht. Im Jahr 2017 wurden zudem 433 GWh Biomethan virtuell importiert⁵. Dazu muss der Schweizer Importeur den Nachweis des ökologischen

¹ Quelle: BFE, GEST 2018, 2019

² Quelle: BFE, GEST 2018, 2019

³ Quelle: BFE, GEST 2018, 2019

⁴ Quelle: BFE, Erneuerbare Statistik 2018, 2019

⁵ Quelle: VSG, Jahresstatistik, 2018; die Zahlen sind für das Jahr 2017. Die Jahresstatistik für das Jahr 2018 wurde vom VSG noch nicht publiziert.

Mehrwerts⁶ des ausländischen Biogases erwerben. Dies trägt jedoch nicht zur Reduktion des Treibhausgasausstosses in der Schweiz bei (s. auch Ziffer 4).

3. *Biogas ist nur in begrenzten Mengen verfügbar.*

Das Potenzial der Biogasproduktion in der **Schweiz** ist beschränkt. Im Rahmen des Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER biosweet) hat die Eidgenössische Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (WSL) eine Studie zu den Biomassepotenzialen der Schweiz für die energetische Nutzung⁷ erstellt. Diese beziffert das nachhaltig nutzbare Biomethanpotenzial (theoretisches Potenzial, abzüglich ökologischer, ökonomischer sowie rechtlichen und politischen Restriktionen) auf 5,7 TWh, wovon 2,2 TWh bereits genutzt sind und 3,5 TWh als zusätzliches nachhaltig nutzbares Biomethanpotenzial verbleiben. Die verholzte Biomasse ist in diesen Potenzialabschätzungen nicht berücksichtigt. Das Potenzial der erneuerbaren Gasproduktion könnte erweitert werden durch die Vergasung von Holz und/oder die Gewinnung von Wasserstoff aus Strom und Wasser mittels Power-to-Gas-Technologien (P2G-Technologien). Beide Technologien sind mit erheblichen Kosten verbunden.

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.

Im Jahr 2016 betrug die Biogasproduktion innerhalb der **Europäischen Union** 190 TWh. Den überwiegend grössten Anteil, nämlich fast 50 Prozent, steuerten die Biogasproduzenten in Deutschland bei⁸. Das europäische Biomassepotenzial wird in verschiedenen Studien unterschiedlich beurteilt. Für Biogas liegen die Schätzungen zwischen 450 TWh⁹ bis 1'000 TWh¹⁰ pro Jahr. Das Potenzial für synthetisches Gas wird auf jährlich rund 250 TWh geschätzt¹¹. Zusammen ergibt sich damit ein Potenzial von bis zu einem Drittel der heutigen jährlichen Gasnachfrage in Europa (4'500 TWh¹²).

Da auch die EU im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris den Energiebereich bis 2050 dekarbonisieren will, müsste der heutige Erdgasverbrauch innerhalb der EU um rund 80 Prozent reduziert bzw. mit Holz, Biogas oder erneuerbaren Treibstoffen ersetzt werden. Obwohl der Schweizer Bedarf an Biogas im Vergleich zum vorhandenen Potenzial in Europa sehr klein ist, ist ungewiss, wieviel nachhaltig produziertes erneuerbares Gas importiert werden könnte.

4. *Biogasimporte als solche sollen künftig mittels Herkunftsnachweisen ermöglicht und im Treibhausgasinventar erfasst werden.*

Die Schweiz soll ihre eigenen Biogaspotenziale soweit als möglich ausschöpfen. Biogas soll in erster Linie in der Schweiz produziert und nur ergänzend aus dem Ausland importiert werden.

Bestehendes Regime für Biogasimporte

Wird Biogas beispielsweise in Deutschland in das Gasnetz eingespeist und vertraglich einem Schweizer Abnehmer weitergegeben, fliesst physikalisch und zollrechtlich Erdgas in die Schweiz. Wenn der Schweizer Importeur den Nachweis des ökologischen Mehrwerts des Biogases erwirbt, importiert er sogenanntes «virtuelles Biogas». Virtuell importiertes Biogas wird als Erdgas verzollt und nicht als Biogas im Treibhausgasinventar verbucht, da die CO₂-Emissionen des effektiv importierten Erdgases ausgewiesen werden. Die aktuelle Gesetzgebung bietet keine Möglichkeit, für (virtuell) importiertes Biogas eine Mineralölsteuererleichterung respektive eine Befreiung von der CO₂-Abgabe geltend zu machen.

⁶ Beim ökologischen Mehrwert handelt sich um den Mehrwert für das Klima/die Umwelt, den das erneuerbare Gas/ Biogas gegenüber konventionellem Erdgas aufweist.

⁷ Quelle: WSL, Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. 2017. Diese Studie diente auch als Grundlage für den aktuellen Bericht des Paul Scherrer Instituts (PSI) zu den Potenzialen, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen, 2017.

⁸ Quelle: EurObserv'ER, BIOGASBAROMETER, 2017

⁹ Quelle: EurObserv'ER, BIOGASBAROMETER, 2017

¹⁰ Quelle: Ecofys. Gas for Climate. 2018

¹¹ Quelle: Ecofys. Gas for Climate. 2018

¹² Quelle: WWF, Factsheet Erdgas – Biogas – Power-to-Gas Potenziale, Grenzen, Infrastrukturbedarf, 2018

Anerkennung des importierten Biogases durch den Bund

Damit importiertes Biogas als solches vom Bund anerkannt werden könnte, müsste das ausländische Biogas mit Herkunftsnachweisen hinterlegt werden. Dies gelingt nur mit einem Nachweissystem, das innerhalb der beteiligten Länder sowie grenzüberschreitend konsistent funktioniert. Die Bundesverwaltung hat mit der Entwicklung eines offiziellen Schweizer Herkunftsnachweissystems (HKN) für Biogas/erneuerbares Gas begonnen. Auf europäischer Ebene arbeiten momentan verschiedene nationale Biogas-Register zusammen, um den Austausch zwischen den Ländern zu ermöglichen. Die Schweiz ist durch die Gasbranche ebenfalls vertreten.

Das importierte Biogas darf nur in der Schweiz – und nicht gleichzeitig auch im Produktionsland – im nationalen Treibhausgasinventar verbucht werden. Dies erfordert einen Abgleich der Berechnungsgrundlagen für das Treibhausgasinventar zwischen der Schweiz und dem Herkunftsland des Biogases. Aktuell führt das Bundesamt für Umwelt (BAFU) mit den zuständigen Behörden in Deutschland Abklärungen für die Umsetzung eines solchen Abgleiches durch.

5. Über die gesamte Wertschöpfungskette betrachtet verursacht Biogas weniger Treibhausgasemissionen als Erdgas.

Zwar verursacht die *Herstellung* von Biogas aufgrund des Methanschlupfes¹³ rund drei Mal höhere Treibhausgasemissionen als bei der Herstellung und Lieferung von konventionellem Erdgas entsteht¹⁴. Dafür emittiert Biogas bei der *Verbrennung* im Gegensatz zu Erdgas kein fossiles CO₂. Über die ganze Kette von der Herstellung, über Transport und Verteilung bis zum Verbrauch in einer Feuerungsanlage liegt der Emissionsfaktor von Biogas bei 130 Gramm CO₂-eq pro kWh und jener von Erdgas bei 227 Gramm CO₂-eq/kWh¹⁵. Bei diesen Werten handelt es sich um Durchschnittswerte. Im Einzelfall kann der Emissionsfaktor erheblich vom Durchschnitt abweichen.

Bei den Treibhausgasemissionen für Erdgas ist ein anteiliger Flüssigerdgas-Import (LNG) in die Schweiz über die europäischen Erdgasinfrastrukturen von rund 3 Prozent enthalten. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil von LNG und Schiefergas im europäischen Versorgungsmix künftig zunimmt, womit die Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung mittels Erdgas entsprechend weiter ansteigen werden.

Wird Biogas statt Erdgas in der Wärmeerzeugung eingesetzt, so können entsprechend den oben genannten Zahlen rund 40 Prozent der Treibhausgasemissionen eingespart werden. Gegenüber einer Ölheizung beträgt die Einsparung sogar rund 60 Prozent. Im Vergleich zur Wärmeerzeugung mittels anderer erneuerbarer Quellen (z.B. Holz, Verwendung von Strom in Wärmepumpen) verursacht die Verwendung von Biogas jedoch tendenziell höhere Treibhausgasemissionen.

¹³ Methanemissionen aufgrund von Leckagen. Diese fallen besonders ins Gewicht, da Methan ein rund 28-mal stärkeres Treibhausgas als CO₂ ist.

¹⁴ Die Methodik und die Systemgrenze der Festlegung der Emissionsfaktoren berücksichtigt dabei nicht, dass Biomasse, die nicht vergärt wird, bei ihrem Abbau im Freien auch Methan freigibt, welches in der Summe sogar höher ist als jene Menge Methan, die bei der Biogasproduktion anfällt.

¹⁵ Quelle: Tabelle 2.1 von 'treeze, Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen, 2017'. Kennwerte ohne die Umweltauswirkungen der Herstellung des Energiewandlers (Heizkessel).

6. In der Schweiz wird die Biogasproduktion durch verschiedene Massnahmen gefördert.

Biogasproduzenten profitieren heute von Massnahmen innerhalb des bestehenden CO₂-Gesetzes (*CO₂-Kompensation für Treibstoffimporteure, CO₂-Abgabebefreiung*), des Mineralölsteuergesetzes (*Mineralölsteuerbefreiung erneuerbare Treibstoffe bis Mitte 2020 befristet*¹⁶), des Energiegesetzes (*Einspeisevergütung und Investitionsbeiträge für Biomasseanlagen*) sowie des Landwirtschaftsgesetzes. Zudem enthält die Vorlage zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes weitere Massnahmen, welche die Biogasproduktion begünstigen. Auch das Programm EnergieSchweiz führt Projekte zugunsten von Biogasproduzenten. Hinzu kommen Aktivitäten im Bereich der Energieforschung sowie die Unterstützung über Pilot-, Demonstrations- sowie Leuchtturmprojekte. Die Branche selbst unterstützt die Biogasproduktion mittels eines eigenen Förderprogramms.

7. Die Produktion von synthetischem erneuerbarem Gas ist energieintensiv und teuer.

Bei Power-to-Gas-Technologien (P2G), mit denen synthetische Gase hergestellt werden, entstehen bei der Umwandlung erhebliche Verluste, die mit jedem zusätzlichen Umwandlungsschritt grösser werden. Das schränkt die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien ein. Die energieintensive und teure Umwandlung von erneuerbarem Strom in synthetische Gase und deren anschliessende Nutzung kommt dort in Betracht, wo es volkswirtschaftlich keine sinnvollere Alternative gibt oder zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichend andere erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, beispielsweise für Treibstoffe im Schwer-, Flug- oder Schiffsverkehr. Strom aus erneuerbaren Energien sollte aus Effizienzgründen vorrangig direkt verwertet werden (im Sinne der Sektorkopplung z.B. mit Wärmepumpen oder für die Elektromobilität). Die direkte Nutzung des Stroms ist nicht nur effizienter, sondern in der Regel auch volkswirtschaftlich günstiger. Studien lassen darauf schliessen, dass der Bedarf an synthetischen Gasen langfristig umso höher sein wird, je ambitionierter die Klimaschutzziele sind.

Die Produktion von synthetischen Gasen ist in der Schweiz bis anhin vernachlässigbar klein. Trotz der in den nächsten Jahren erwarteten Kostendegression wird die fehlende Wirtschaftlichkeit voraussichtlich noch längere Zeit ein Hemmnis bleiben. Geschäftsmodelle, die auf die Herstellung von Wasserstoff und dessen Einsatz im Schwerverkehr oder zur Direktmethanisierung in Biogasanlagen abzielen, dürften die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit am ehesten erreichen können.

Für die Umwandlung von Strom in Gas und die anschliessende systemdienliche Rückverstromung in Zeiten hohen Bedarfs (sog. P2G2P) besteht in der Schweiz auf absehbare Zeit kein Bedarf. Dieser Prozess bietet grundsätzlich die Möglichkeit für eine saisonale Stromspeicherung, sofern physische Gasspeicher mit ausreichender Kapazität zur Verfügung stehen¹⁷. Allerdings ist er mit noch grösseren Umwandlungsverlusten verbunden und folglich sehr teuer. Ausserdem steht diese Art der Stromspeicherung – zumindest für die kurz- und mittelfristige Speicherung – in direkter Konkurrenz zu Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Mit ihnen stehen in der Schweiz bereits beträchtliche und in der Regel auch deutlich günstigere und effizientere Kapazitäten für die kurz- und mittelfristige Stromspeicherung und für die bedarfsgerechte Stromproduktion zur Verfügung. Hinzu kommt, dass die Schweiz über keine Gasspeicher verfügt, die für eine mittel- oder langfristige Gasspeicherung erforderlich wären.

Da bei Power-to-Gas-Technologien immer noch wesentliche Fortschritte bezüglich Energieeffizienz möglich sind und diesbezüglich Forschungsbedarf besteht, ist es sinnvoll, geeignete Projekte weiterhin über

¹⁶ Um den Wegfall der Steuerbefreiung auszugleichen, sollen gemäss Vorschlag Bundesrat zur Totalrevision CO₂-Gesetz post 2020 zukünftig die Importeure fossiler Treibstoffe verpflichtet werden, mindestens 5 Prozent der CO₂-Emissionen aus dem Verkehr mit erneuerbaren Treibstoffen zu kompensieren. Am 27. Februar 2017 reichte Nationalrat Thierry Burkart eine parlamentarische Initiative (17.405 Pa. Iv. Burkart) zur Verlängerung der Steuererleichterungen bis 2030 ein. Die parlamentarischen Kommissionen der beiden Räte haben der Initiative Folge gegeben. Ein Vorschlag zur Verlängerung der Steuerbefreiung spätestens bis zum 31. Dezember 2021 wurde von der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) im Rahmen der parlamentarischen Initiative Burkart Ende Juni 2019 verabschiedet. Eine Weiterführung der Steuererleichterungen bis 2030 lehnte die UREK-N hingegen ab. Der Nationalrat hat die Verlängerung spätestens bis zum 31. Dezember 2021 zugestimmt. Der Ständerat seinerseits hat im Rahmen der Beratung zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes eine Verlängerung der Steuerbefreiung bis 2030 angenommen. Mit einer Aufhebung der Steuererleichterung würde das Biogas statt als Treibstoff vermehrt als Brennstoff ins Erdgasnetz eingespeist, da auf Biogas als Brennstoff weder die Mineralölsteuer noch die CO₂-Abgabe erhoben wird.

¹⁷ Ansonsten handelt es sich um eine rein bilanzielle Speicherung, die den Gasimport im Sommer zwar reduziert, die Auslandsabhängigkeit im Winter aber in keiner Weise reduziert.

die bestehenden Gefässe zu unterstützen (Nachfolgeprogramme der SCCERs, Energieforschung des BFE, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte).

Synthetische Gase, die aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, sind gemäss Mineralölsteuergesetz (Art. 2 Abs. 3 Bst. d) dem Biogas gleichstellt. Nach Annahme einer entsprechenden Motion durch das Parlament (Motion Böhni, 14.3837) können synthetische Energieträger, die im Verkehr eingesetzt werden, generell an die CO₂-Emissionsvorschriften für Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge angerechnet werden (Vorlage zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes).

8. *Erdgas und erneuerbare Gase sind effizient und zweckmässig einzusetzen.*

Erdgas bleibt für die Energieversorgung der Schweiz kurz- bis mittelfristig wichtig. Relativ zu anderen fossilen Energien gehört es mittelfristig zu den Substitutionsgewinnern. Längerfristig jedoch können die klima- und energiepolitischen Zielsetzungen nur erreicht werden, wenn auch der Erdgasverbrauch erheblich reduziert und die verbleibende Nachfrage soweit möglich mit erneuerbarem Gas gedeckt wird. Zudem müssen sichere und gesellschaftlich akzeptierte Lösungen für die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂ gefunden werden.

Erdgas und erneuerbare Gase sollten möglichst effizient und zweckmässig eingesetzt werden, nämlich dort, wo es mit Blick auf die Energieversorgungssicherheit und den Klimaschutz volkswirtschaftlich am meisten Sinn macht und wo der Einsatz von erneuerbaren Energien zu übermässig hohen Kosten führen würde. Zudem gilt der Grundsatz, dass aus Gas möglichst hochwertige Energie (Strom) bereitgestellt und in Systemen implementiert werden sollte¹⁸, die den höchstmöglichen Wirkungsgrad erzielen. Daher sollten Erdgas und erneuerbares Gas mittel- bis langfristig sowohl in Industrie und Gewerbe für die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme, im Schwer- und Langstreckenverkehr, für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen – die primär mit erneuerbaren Energien gespeist werden – als auch in effizienten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) für die kombinierte Strom- und Wärmeproduktion eingesetzt werden. Raumwärme und Warmwasser (Niedrigtemperatur-Anwendungen) sollten hingegen – wo immer wirtschaftlich zumutbar – aus erneuerbaren Energien, Abwärme oder über einen Anschluss an ein thermisches Netz erzeugt werden. Der Entscheid, ob in der Schweiz erzeugtes Biogas letztlich direkt ins Gasnetz eingespeist oder in effizienten WKK-Anlagen vor Ort genutzt werden soll, ist jedoch aufgrund der konkreten Gegebenheiten im Einzelfall zu treffen¹⁹.

Ein Einsatz von Erdgas für die Stabilisierung des Stromnetzes in Spitzenlastkraftwerken (Gaskombikraftwerke) ist in der Schweiz mittel- bis langfristig nicht erforderlich, da die Schweiz mit ihren grossen Leistungsreserven, mit ihren zahlreichen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und den Potenzialen zur Verbrauchsverlagerung mittels Demand Side Management über mehr Flexibilität verfügt, als benötigt.

9. *Kurz- bis mittelfristig ist der Einsatz von Erdgas – unter Beimischung von Biogas – im Gebäudebereich sinnvoll. Langfristig jedoch nicht.*

In den nächsten fünf bis zehn Jahren ist der Einsatz von Gas – unter Beimischung von Biogas – im *Gebäudebereich* sinnvoll. Dies ermöglicht den Netzbetreibern, ihre in den letzten Jahren getätigten kapitalintensiven Investitionen in die Gasinfrastruktur zu amortisieren.

Der Bundesrat hat in der Vorlage zum CO₂-Gesetz mit den CO₂-Grenzwerten in Gebäuden implizit die Möglichkeit geschaffen, dass Biogas bzw. erneuerbares Gas als erneuerbarer Energieträger angerechnet werden kann. Diese Massnahme soll dazu beitragen, die vorgeschlagenen Richtwerte im Gebäudebereich zu erreichen. Auf kantonaler Ebene sehen die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKen) diese Anerkennung nicht (oder sehr beschränkt) vor. Verschiedene Kantone überlegen sich diese Möglichkeit oder haben sie bereits im Gesetz aufgenommen.

¹⁸ Quelle: BFE, Biomasse-Energiestrategie Schweiz, Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz, 2010

¹⁹ Die "Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz" favorisiert im Sinne von Ziel 5 die Umwandlung von Biomasse in hochwertige Energie (Strom vor Wärme). Gleichzeitig sieht sie im Sinne von Ziel 4 aber vor, Systeme zu implementieren, welche den höchstmöglichen Wirkungsgrad im Vergleich zur eingesetzten Biomasse erzielen. Aus Verbindung von Ziel 4 und 5 lässt sich ableiten, dass die Einspeisung von Biomethan dann zu bevorzugen ist, wenn die bei der Verwendung der Biomasse zur Stromerzeugung in einer WKK-Anlage anfallenden Wärme sich nicht sinnvoll nutzen liesse.

Langfristig muss sich die Gasbranche jedoch auf ein Ausstiegszenario vorbereiten, bei dem Erdgas nicht weiter für Raumwärme eingesetzt wird. Ziel ist es, die Wärmeversorgung bis 2050 CO₂-frei zu gewährleisten. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, muss bereits heute beim Ersatz von fossilen Heizungen in bestehenden Gebäuden auf erneuerbare Heizsysteme umgestellt werden. Hier sind Bund, Kantone und Gemeinden gleichermassen gefordert, die Gebäudeeigner mit Förder- und Kommunikationsmassnahmen zu unterstützen und zu sensibilisieren.

10. Das erneuerbare Wärmepotenzial in der Schweiz ist gross und soll erschlossen werden.

Das ermittelte Wärmepotenzial aus erneuerbaren Energiequellen und nicht vermeidbarer Abwärme in der Schweiz liegt jährlich bei rund 240 TWh. Dieses Potenzial übersteigt den langfristig sinkenden Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser um ein Vielfaches²⁰. Es besteht hierzulande kein Mangel an verfügbaren erneuerbaren Wärme- und Abwärmequellen. Dieses Potenzial muss künftig konsequent erschlossen und genutzt werden. Hier sind in erster Linie die Kantone, Städte und Gemeinden gefordert.

11. Bestehende Gasnetze leisten einen wichtigen Beitrag an eine sichere und zuverlässige Energieversorgung der Schweiz. Investitionen in neue Gasnetze, die in Konkurrenz zu erneuerbaren Wärmenetzen stehen, sind jedoch zu vermeiden.

Bis 2050 wird sich der Gasabsatz in der Schweiz gemäss einer BFE-Studie²¹ je nach Szenario um 45 bis 85 Prozent reduzieren. Damit dürfte auch die Rentabilität der Gasnetze abnehmen. Das Gashochdrucknetz (> 5 bar) und Bereiche des Gasverteilnetzes mit hoher Gasabsatzdichte und grossen Gasverbrauchern (Industrie und Gewerbe, bivalente Energiezentralen, Tankstellen, etc.) werden in den nächsten Jahrzehnten wichtig bleiben. Gasverteilnetze mit geringer Absatzdichte werden jedoch immer weniger rentieren, insbesondere im ländlichen Raum oder in Quartieren, die bereits mit Wärmenetzen erschlossen sind oder künftig mit solchen erschlossen werden. Wärmeverteilnetze bieten sich im dicht besiedeltem Raum als Lösung für die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und nicht vermeidbarer Abwärme an, da es hier oft nicht möglich ist, Einzelheizungen mit erneuerbaren Energiequellen zu realisieren²².

Investitionen in neue Gasnetze, die in Konkurrenz zu Wärmenetzen stehen, sind vor dem Hintergrund der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen zu vermeiden. Dies stellt eine Herausforderung für die Gasversorger und die betroffenen Eigentümer, v.a. Städte und Gemeinden, dar. Die Frage von möglichen Stilllegungen von Gasleitungen dürfte in Folge der politischen Vorgaben der Energiestrategie und der CO₂-Gesetzgebung des Bundes, der kantonalen Energiegesetze und der kommunalen Energierichtpläne an Bedeutung gewinnen. In Gebieten, in denen für die Wärmeversorgung konkurrierende Infrastrukturen vorhanden sind oder zur Diskussion stehen, sind die vorhandenen und ggf. neu geplanten Infrastrukturen und Energieträger räumlich aufeinander abzustimmen.

12. Durch eine sorgfältige räumliche Energieplanung wird die Wärmeversorgung eines Gebietes sinnvoll entwickelt.

Zu den Aufgaben der Gemeinden gehört die räumliche Planung der Energieversorgung, beispielsweise mit der Festlegung von geeigneten Gebieten für thermische Netze sowie für die Nutzung von Abwärme und Umweltwärme. Die Gemeinwesen sollten auf kantonaler bzw. regionaler Ebene in enger Zusammenarbeit mit den Energieversorgern umfassende Wärmekonzepte erstellen. Unter anderem sollten diese zwingend eine räumliche Koordination der Wärmeversorgung enthalten. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass das vorhandene Potenzial an erneuerbarer Wärme effizient genutzt wird und mögliche Fehlinvestitionen in teure Wärmeinfrastrukturen vermieden werden²³.

²⁰ Quelle: Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie, eicher+pauli, 12. März 2014

²¹ Quelle: econcept im Auftrag von BFE, Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme, 2011

²² Quelle: Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS Strategie, eicher+pauli, 12. März 2014

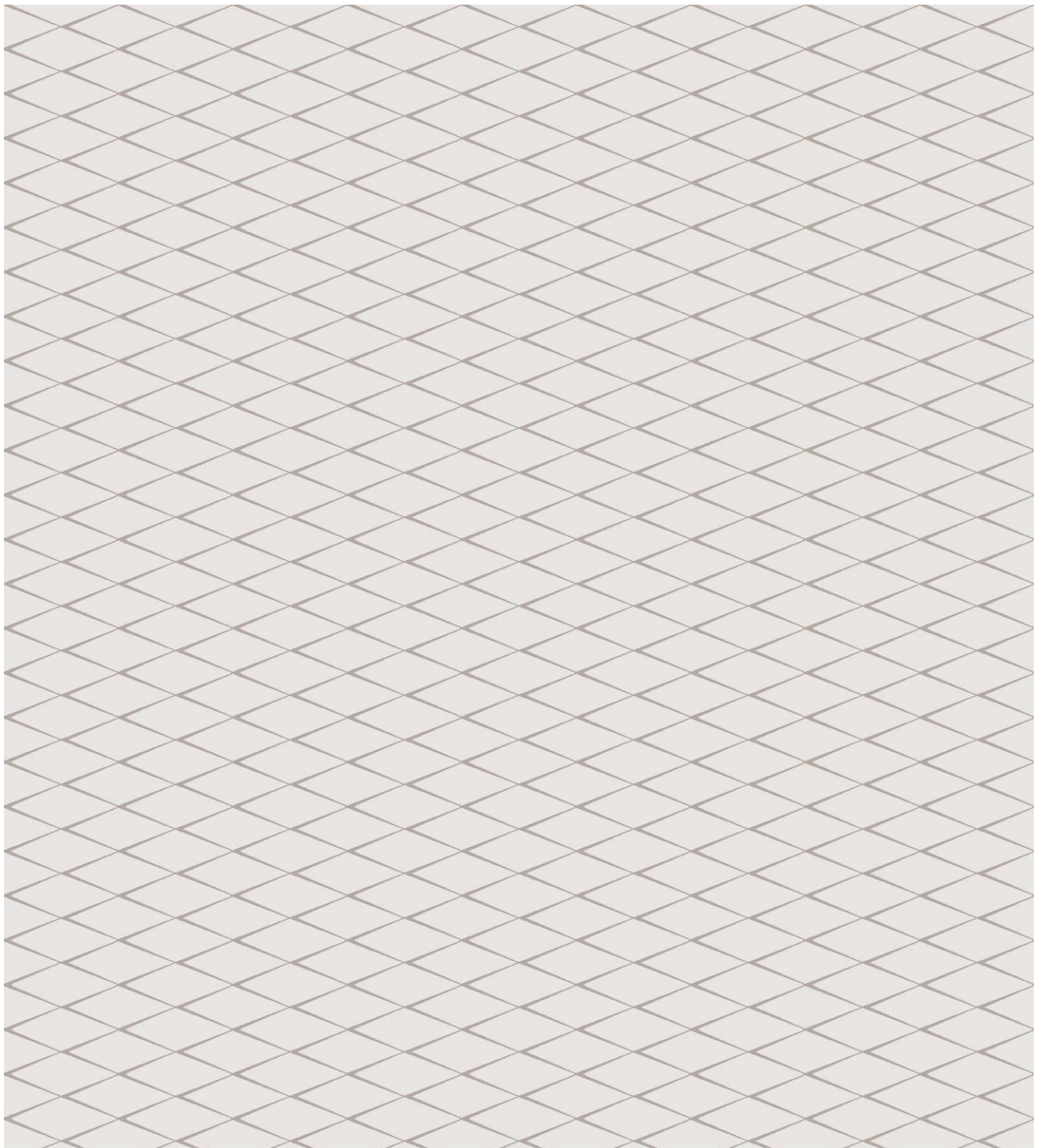
²³ Siehe auch dazu «Modul 10: Gasstrategie» der Werkzeuge für eine zukunftstaugliche Wärme- und Kälteversorgung in der räumlichen Energieplanung von EnergieSchweiz für Gemeinden, 2018

13. *Der Bundesrat plant ein Gasversorgungsgesetz, um mehr Rechtssicherheit im Gasmarkt zu schaffen.*

Der Schweizer Gasmarkt ist gesetzlich nur rudimentär geregelt. Es besteht eine erhebliche Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Netzzugangsbedingungen; ausstehende Entscheide der WEKO könnten Sanktionen zur Folge haben. Mit dem neuen Gesetz soll vor allem Rechtssicherheit im Gasmarkt geschaffen werden.

Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich

Fachbericht
November 2019



Projektteam

Dr. Sabine Perch-Nielsen

Felix Ribi

Dr. Michel Müller

Barla Vieli

Lukas Lanz

EBP Schweiz AG

Zollikerstrasse 65

8702 Zollikon

Schweiz

Telefon +41 44 395 11 11

info@ebp.ch

www.ebp.ch

Druck: 5. März 2020

Vorwort

In 80% der Mitgliedergemeinden des Metropolitanraums Zürich bestehen Gasnetze, die fast ausschliesslich der öffentlichen Hand gehören. Die Energieversorgung ist im Umbruch, durch die Energie- und Klimapolitik werden verstärkte Effizienzmassnahmen und der Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger gefördert und gefordert. In einem zweijährigen Dialogprojekt wurde der Frage nachgegangen, was diese Entwicklung für die Zukunft der Gasnetze bedeutet. Ziel des Projektes war es, einen Beitrag zur zukunftsorientierten Weiterentwicklung der Gasnetz-Verteilnetze und zur Verhinderung von Fehlinvestitionen zu leisten. In einem vertraulichen Dialog der wichtigsten Akteure wurden in den Jahren 2018 und 2019 sechs eintägige Workshops durchgeführt. Alle Akteure unterzeichneten im Jahr 2018 eine Prozessvereinbarung, welche zwei Grundannahmen für den Prozess setzten:

Eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung (gemäss Art. 89 BV) bleibt heute und in Zukunft gewährleistet und wird nicht in Frage gestellt.

Es wird grundsätzlich angestrebt, die Schweizer Ziele bezüglich Energiestrategie 2050 (Stand 2013) zu erreichen, also rund -50% Endenergieverbrauch und rund -80% CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2050 («Basisziel»)¹. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden die Ziele des Übereinkommens von Paris (Netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert) geprüft.

Dabei wurden wichtige Grundlagen zur Entscheidungsfindung zusammengetragen, Konsens und Dissens herausgeschält und Empfehlungen daraus abgeleitet (siehe Abbildung 1).

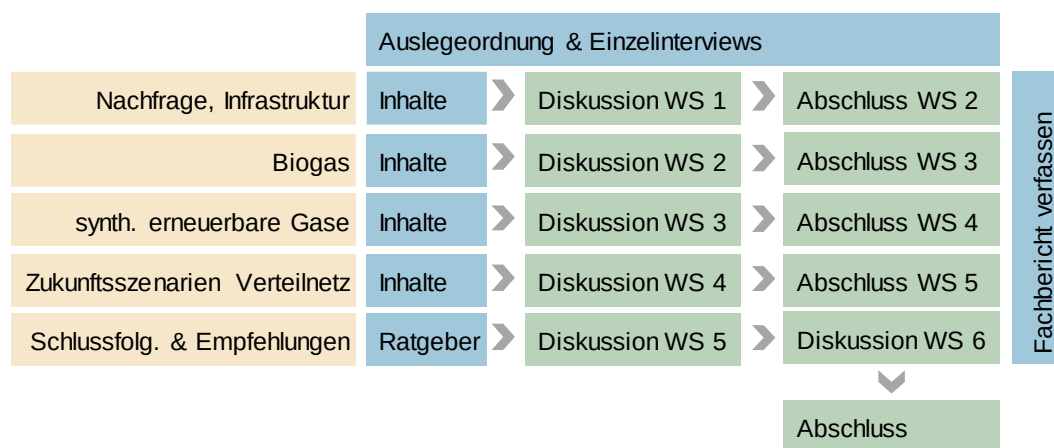


Abbildung 1: Schema des Prozesses

Schlussprodukte dieses Prozesses sind der vorliegende Fachbericht und ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger:

Der Fachbericht dokumentiert die inhaltlichen Grundlagenarbeiten detailliert für ein Fachpublikum. Im Projekt wurde zwischen der Sammlung von Fakten und der Behandlung offener Fragen unterschieden. Die Fakten sollten unbestritten sein und der informierten Diskussion

¹ In der Zwischenzeit hat der Bundesrat aufgrund der neuen wissenschaftlichen Erkenntnisse des Weltklimarates entschieden, das Ziel für das Jahr 2050 auf netto null Treibhausgasemissionen zu verschärfen. Dieses Ziel ist gegenüber dem Pariser Klimaabkommen indikativ und noch nicht vom Parlament bestätigt.

dienen. Bei den offenen Fragen wurden je nach Perspektive andere Antworten erwartet. Für jede offene Frage wurden in einem Unterkapitel Informationen zusammengetragen und zu zentralen Aussagen verdichtet. Über diese wurde in der Runde der Akteure abgestimmt. Bei Dissens zu den Aussagen wurden die unterschiedlichen Argumente dokumentiert. Stichtag: Der Fachbericht wurde in Modulen über den Zeitraum von Januar 2018 bis Herbst 2019 erarbeitet. Der Stichtag der berücksichtigten Studien variiert daher nach Thema. Im Herbst 2019 wurden alle Kapitel gesichtet und bei sehr dynamischen Themen (z.B. Klimapolitik) Aktualisierungen vorgenommen.

Der Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger umfasst gut 20 Seiten, richtet sich mit Schlussfolgerungen und Empfehlungen an Gemeinden und Gasversorger und beinhaltet gute Beispiele von Gemeinden und Städten in der Schweiz.

Am Prozess teil nahmen vier Vertreter von Gemeinden (Cham, Luzern, Rapperswil-Jona und Schaffhausen), vier Vertreter von Gasversorgern (energie 360°, eniwa, Stadtwerk Winterthur und St. Galler Stadtwerke), zwei Vertreter von Kantonen (Kantone St. Gallen und Zürich), drei Vertreter von Verbänden (Schweizerischer Verband Kommunale Infrastruktur, Verband der Schweizerischen Gasindustrie und WWF Schweiz), ein Vertreter des Bundes (Bundesamt für Energie) und ein Vertreter der Wissenschaft (ETH Zürich).

Teilnehmende Akteure am Prozess waren in alphabetischer Reihenfolge: Hans-Christian Angele (Verband der Schweizerischen Gasindustrie), Urs Buchs (Stadtwerk Winterthur), Urs Capaul (Stadt Schaffhausen), Thomas Furrer (Stadt Rapperswil-Jona), Peter Graf (St. Galler Stadtwerke), Bernhard Gut (Stadt Luzern), Patrick Hofstetter (WWF), Manuela Hotz (Gemeinde Cham), Hansruedi Kunz (Kanton Zürich), Christian Rütschi (Bundesamt für Energie), Christian Schaffner (Energy Science Center der ETH Zürich), Hans-Kaspar Scherrer (eniwa), Felix Schmid (Schweizerischer Verband kommunale Infrastruktur), Martin Strebel (Energie360) und Marcel Sturzenegger (Kanton St. Gallen).

Das Projekt wurde vom Verein Metropolitanraum Zürich, dem BaslerFonds, den Kantonen St. Gallen und Zürich finanziert. EnergieSchweiz hat zudem den Ratgeber mitfinanziert.

Inhaltsverzeichnis

1.	Nachfrage nach Gas	7
1.1	Faktensammlung	7
a)	Einsatz von Gas nach Verwendungszwecken	7
b)	Heutiger Einsatz von Gas ohne Netzinfrastruktur	9
c)	Herkunft von Erdgas in der Schweiz	9
d)	Akteure Erdgas in der Schweiz	10
1.2	Offene Fragen	11
a)	Wie verteilt sich die Nachfrage nach Gas heute über das Jahr und was bedeutet dies für die Infrastruktur?	11
b)	Welches sind die Treiber der künftigen Gas-Nachfrage nach Verwendungszweck?	13
c)	Welche Gas-Nachfrage nach welchem Verwendungszweck wird für die Zukunft angenommen?	26
d)	Welche Alternativen zu Gas bestehen je nach Verwendungszweck und wie sind sie zu bewerten?	30
2.	Verteil- und Speicherinfrastruktur	35
2.1	Faktensammlung	36
a)	Länge Verteilnetze in der Schweiz	36
b)	n-1 Kriterium bei Verteilnetzen	37
c)	Eigentumsverhältnisse Verteilnetze	37
d)	Alter und Lebensdauer	38
e)	Abschreibungsdauer	38
f)	Typische Renditen auf Verteilnetzen	39
g)	Anteil Netzkosten am Gesamtpreis	40
h)	Speicherung von Gas in der Schweiz	40
i)	Verteilung Gasabsatz über Verteilnetze	43
2.2	Offene Fragen	44
a)	Welches sind die wichtigsten Treiber, die heute zu einem Ausbau oder zur Stilllegung eines Verteilnetzes führen?	44
b)	Welches ist der finanzielle Wert der Verteilnetze?	44
c)	Wie werden sich die Speicherkapazitäten für Gas in Zukunft ändern?	45
d)	Welche Zeiträume müssen für einen Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes eingeplant werden?	47
3.	Biogas	49
3.1	Faktensammlung	49
a)	Heutige Produktion von Biogas in der Schweiz	49
b)	Heutige Verwendungszwecke	50
c)	Anteil Biogas im Schweizer Gasnetz	51

d)	Anerkennung von Biogas (Steuern, CO ₂ -Abgabe, Förderung)	51
e)	Arten des Imports von Biogas in der Schweiz	52
f)	CO ₂ -kompensiertes Erdgas und dessen Potenzial	53
3.2	Offene Fragen	54
a)	Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in der Schweiz?	54
b)	Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa?	57
c)	Was ist die Ökobilanz von Biogas?	59
d)	Für welche Verwendungszwecke soll/wird Biogas künftig eingesetzt und was bedeutet dies für das Verteilnetz?	62
e)	Welchen Beitrag können diese Gase zu den Klimazielen leisten?	66
4.	Erneuerbare synthetische Gase	68
4.1	Faktensammlung	68
a)	Was sind erneuerbare synthetische Gase?	68
b)	Heutige Produktion und Verwendung in der Schweiz	69
c)	Aktuelle Wirkungsgrade sowie Prognosen	70
d)	Gestehungskosten erneuerbare synthetische Gase	70
e)	Aktuelle Preise	74
f)	Arten des Imports in die Schweiz	74
g)	Anerkennung von erneuerbaren synthetischen Gasen	75
h)	Wasserstoff im Gasnetz	75
4.2	offene Fragen	76
a)	Wie ist die Klimabilanz von erneuerbarem synthetischem Wasserstoff und Methan?	76
b)	Welches ist das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase?	82
c)	Was sagen Studien zum Einsatz von erneuerbarem Gas?	88
d)	Wie können erneuerbare synthetische Gase hergestellt und eingesetzt werden?	92
5.	Verteilnetzscenarien	97
5.1	Welche Verteilnetz-Szenarien sind mit welchen Klimazielen konsistent?	97

1. Nachfrage nach Gas

1.1 Faktensammlung

a) Einsatz von Gas nach Verwendungszwecken

Im Jahr 2016 betrug der Gas Endverbrauch in der Schweiz 33 TWh (unterer Heizwert, BFE 2017). Die wichtigsten Verbraucher in den letzten 35 Jahren waren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen (siehe Abbildung 2). Während sich die Verteilung auf die Verbraucher kaum verändert hat, ist der Gesamtverbrauch zwischen 1980 und 2015 um 24 TWh gestiegen (+ 186 %).

Der Dienstleistungssektor umfasst folgende Branchen: Handel, Kredit/Versicherung, Gesundheit und Soziales, Erziehung und Unterricht, Gastgewerbe, Übrige Dienstleistungen, Landwirtschaft und PHH (Ferien- und Zweitwohnungen, Gemeinschaftszähler Mehrfamilienhäuser). Der Industriesektor umfasst die 2-Steller 05 bis 43 gemäss NOGA 2008-Klassifikation (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren, Wasserversorgung/Abwasser- und Abfallentsorgung und Baugewerbe).

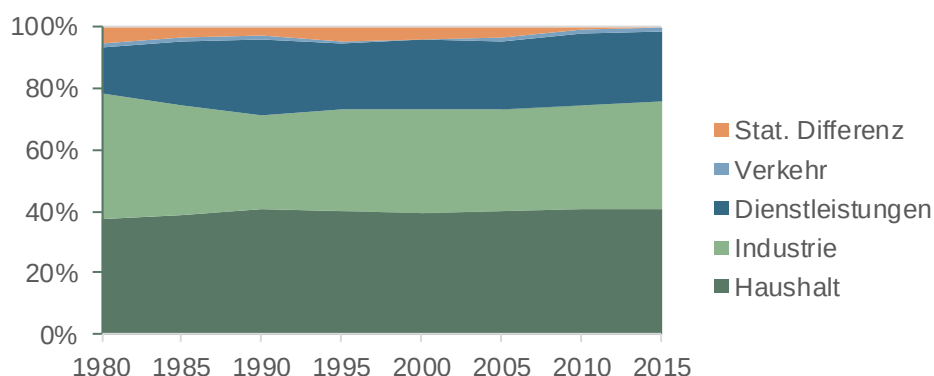


Abbildung 2: Entwicklung des Schweizer Gas Endverbrauchs nach Verbrauchergruppen von 1980 bis 2015
(Quelle: BFE 2017)

In Abbildung 3 ist der gesamte Schweizer Gas Endverbrauch nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2016 dargestellt². Die Aufteilung auf verschiedene Verwendungszwecke hat sich in diesen Jahren kaum verändert. Rund zwei Drittel werden für Raumwärme und Warmwasser verwendet.

² Die Daten zu den Sektoren Haushalte, Industrie und Verkehr wurden direkt der BFE-Studie zur Analyse des Schweizer Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken entnommen. Die differenzierten Daten des Dienstleistungssektors sind nicht erhältlich und mussten abgeschätzt werden. Sie wurden wie folgt berechnet: Es wurde angenommen, dass der Anteil des Energieträgers Erdgas am Gesamtenergieverbrauch bei jedem der verschiedenen Verwendungszwecke identisch ist zum jeweiligen Wert im Industriesektor. Mit diesen prozentualen Gasanteilen wurde anschliessend für jeden Verwendungszweck der Gasverbrauch des Dienstleistungssektors aus dem tatsächlichen gesamten Energieverbrauch (alle Energieträger) des Dienstleistungssektors gemäss Gesamtenergiestatistik berechnet.

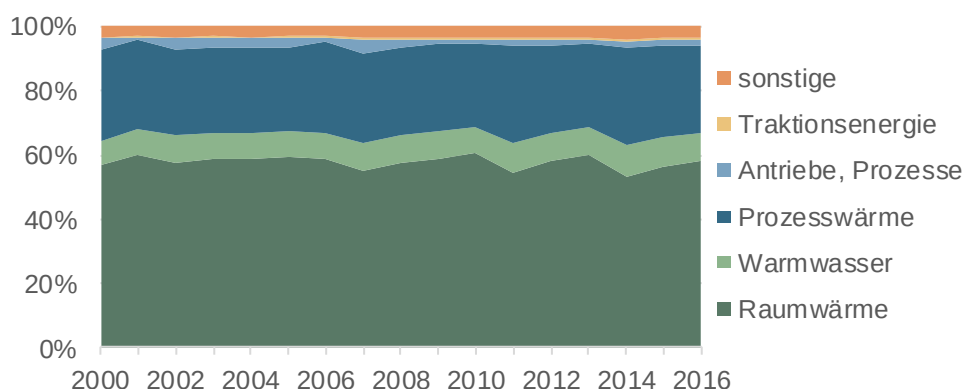


Abbildung 3: Entwicklung des gesamten Schweizer Gas Endverbrauchs nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2016 (Quelle: BFE 2017, zum Teil geschätzt)

Die Darstellung nach Verwendungszwecken ist sehr gut mit dem Jahresgang des Gasverbrauchs vereinbar. Dort wird ersichtlich, dass der Anteil der Bandlast (Prozesswärme und Warmwasser) im Verlauf des Jahres sehr unterschiedlich ist. Über das ganze Jahr gesehen entsprechen die beiden ganzjährigen Verwendungszwecke aber in beiden Darstellungen etwas mehr als einem Drittel des gesamten Gasverbrauchs (ca. 36 %).

Eine relativ stabil bleibende Menge des Bruttogasverbrauchs wird für den Einsatz in konventionell-thermischen Kraftwerken verwendet (seit 2000 jährlich rund 2-2.5 TWh). Gas für Prozesswärme wird in der Schweiz zu 97 % in der Industrie verbraucht. Abbildung 4 zeigt, auf welchen Temperaturniveaus Prozesswärme aus Gas innerhalb des Schweizer Industriesektors genutzt wird. Bei Temperaturen bis 100°C kann Gas zumindest teilweise ersetzt werden (z.B. Umweltwärme bis 60 °C, höherer Anteil mit Erdgas oder Holz).

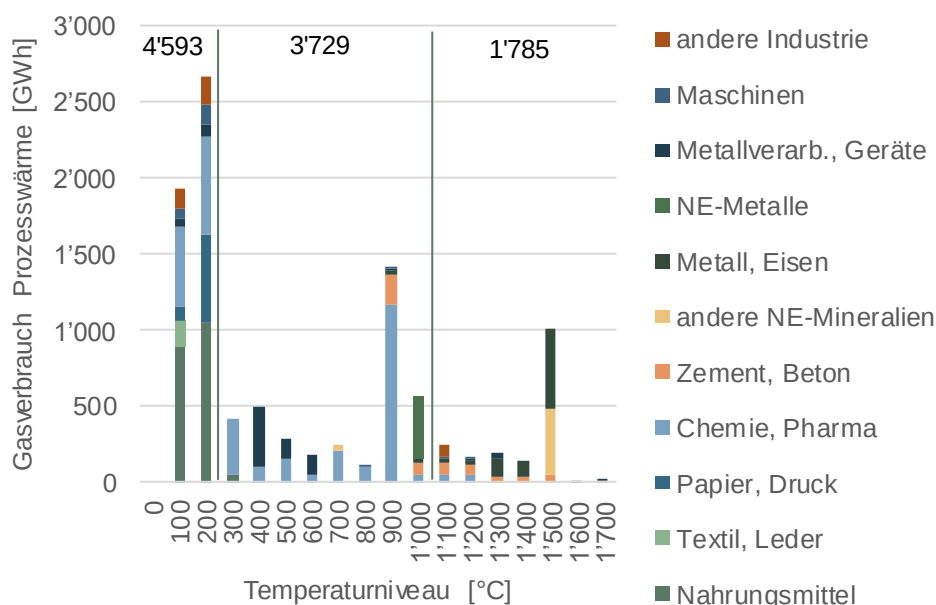


Abbildung 4: Gas Endverbrauch für den Verwendungszweck Prozesswärme im Schweizer Industriesektor im Jahr 2016. Annahme: Die Temperaturniveaus der Wirtschaftszweige sind gleich wie in Deutschland. (Quellen: Berechnungen basierend auf BFE 2016; ifeu 2010)

Quellen:

- BFE 2016: Bericht Erhebung Energieverbrauch in Industrie und DL
- BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016
- BFE 2017: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2016 nach Verwendungszwecken
- ifeu 2010: Prozesswärme im Marktanreizprogramm

b) Heutiger Einsatz von Gas ohne Netzinfrastruktur

Neben dem Vertrieb von Gas über ein Verteilnetz wird Erdgas in der Schweiz auch verflüssigt verkauft (liquified natural gas, LNG). Es wird durch Druck und Abkühlung verflüssigt und reduziert sein Volumen dadurch ungefähr um den Faktor 600. 2017 wurden in der Schweiz 13.6 GWh verflüssigtes Erdgas importiert. Dies entspricht im Vergleich zum importierten gasförmigen Erdgas einem Mengenanteil von nur 0.03 %.

Auch zu erwähnen ist das sogenannte Flüssiggas (liquified petroleum gas, LPG). Es besteht aus Propan, Butan oder einem Gemisch, das in Druckflaschen, Lastwagen oder Bahnkesselwagen transportiert wird. Es wird unter anderem im Freizeitbereich, bei Festwirtschaften und in Schiffen eingesetzt. 2017 wurden in der Schweiz 331.5 GWh verflüssigtes Propan und 35.2 GWh verflüssigtes Butan importiert. Dies entspricht im Vergleich zum importierten gasförmigen Erdgas einem Mengenanteil von 0.8 % beziehungsweise 0.1 %.

Quellen:

- EZV Admin: Import Waren 2711 ([Link](#))
- Website Schweizerischer Verband Flüssiggas (FVF, [Link](#))

c) Herkunft von Erdgas in der Schweiz

Die Schweiz importiert ihr Erdgas vor allem aus der EU, Russland und Norwegen (s. Abbildung 5).

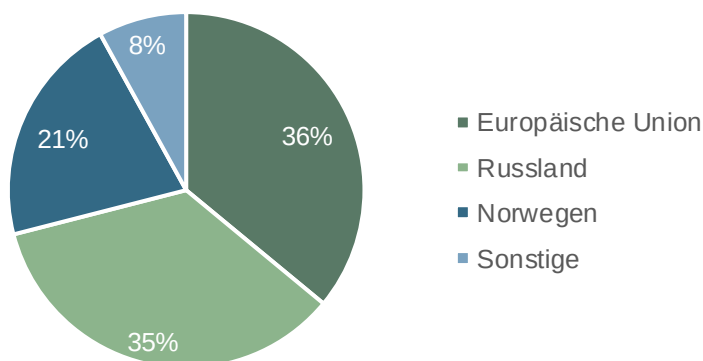


Abbildung 5: Herkunft der Schweizer Gasimports im Jahr 2016 (Quelle: Swissgas 2017)

Quelle:

— *Swissgas 2017: Jahresbericht 2016*

d) Akteure Erdgas in der Schweiz

Abbildung 6 zeigt eine Übersicht über den historisch gewachsenen Schweizer Erdgasmarkt: Rund 40 % aller Schweizer Gemeinden sind an das Erdgasnetz angeschlossen. Die 961 angeschlossenen Gemeinden werden von über 100 lokalen Gasversorgungsunternehmen (GVU) über deren Verteilnetze beliefert. Die lokalen GVU und ihre Infrastruktur sind grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand und zudem Querverbundunternehmen, die weitere Dienstleistungen wie die Strom-, Wasser- oder Fernwärmeversorgung anbieten.

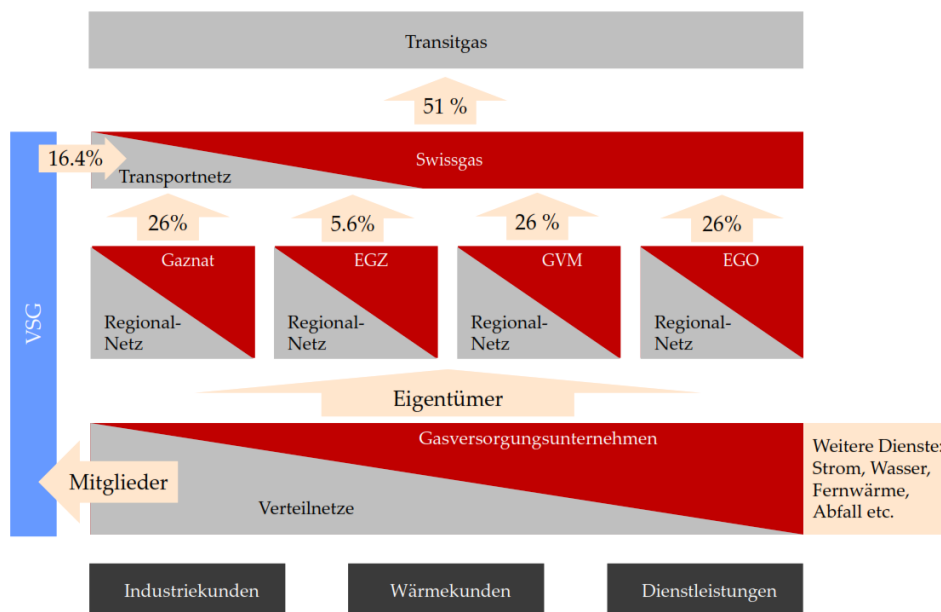


Abbildung 6: Struktur und Besitzverhältnisse der Schweizer Gasnetzbetreiber (Quelle: BFE 2016)

Den GVU vorgelagert sind die vier Regionalgesellschaften Gaznat SA (Gaznat), Erdgas Ostschweiz (EGO), Gasverbund Mittelland (GVM) und Erdgas Zentralschweiz (EGZ). Diese sind im Besitz der lokalen GVU und arbeiten nicht gewinnorientiert. Sie beschaffen und transportieren Erdgas über regionale Hochdruckleitungen. Die vier Gesellschaften wiederum sind mit dem nationalen Verband Eigentümer der nationalen Swissgas AG, welche bis 2018 Erdgas im internationalen Handel nicht gewinnorientiert beschaffte. 2018 wurde ca. 50 % des Erdgases über die Swissgas, bzw. ihre Tochter SET (Swiss Energy Trading), importiert, immer mehr agieren die Regionalgesellschaften und GVU jedoch auch selbstständig auf dem Importmarkt. Swissgas betreibt eigene Hochdruckleitungen in der Schweiz und ist mit 51 % an der Transitleitung durch die Schweiz beteiligt. Die Strukturen sind in Bewegung. Swissgas hat 2019 bekannt gegeben, in den nächsten Jahren ihre Aktivitäten in den Bereichen Gasnetz und Gasbeschaffung zu entflechten («Unbundling») und sich auf die Rolle als Netzgesellschaft zu konzentrieren (Swissgas 2019). Künftig werden die drei

Regionalgesellschaften Gaznat, GVM und EGZ direkt Eigentümer der SET für eine gemeinsame Gasbeschaffung.

Quellen:

- BFE 2016: Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber
- Swissgas 2017: Jahresbericht 2016
- Swissgas 2019: Medienmitteilung vom 25. Juni 2019
- Website Swissgas: Link

1.2 Offene Fragen

- a) Wie verteilt sich die Nachfrage nach Gas heute über das Jahr und was bedeutet dies für die Infrastruktur?

Nachfrage über das Jahr

Wird der Gasimport als Indikator für die Nachfrage genommen, ist die Nachfrage nach Erdgas stark saisonal geprägt. Sie ist in den Wintermonaten insgesamt 4 bis 5 Mal so hoch wie in den Sommermonaten. Die Graphik des Jahresgangs entspricht dem Bild des Gasverbrauchs nach Verwendungszweck (siehe Kapitel 1.1a)). Die Bandlast, die vor allem aufgrund der Nachfrage nach Gas für Prozesswärme und Warmwasser besteht liegt bei ca. 1'000 GWh pro Monat. Insgesamt, d.h. über das ganze Jahr betrachtet macht Sie etwas mehr als einen Drittel aus. Der Anteil am monatlichen Gesamtverbrauch schwankt jedoch stark. In den Sommermonaten beträgt der Anteil fast 100%. In den Wintermonaten liegt der Anteil bei rund 20%.

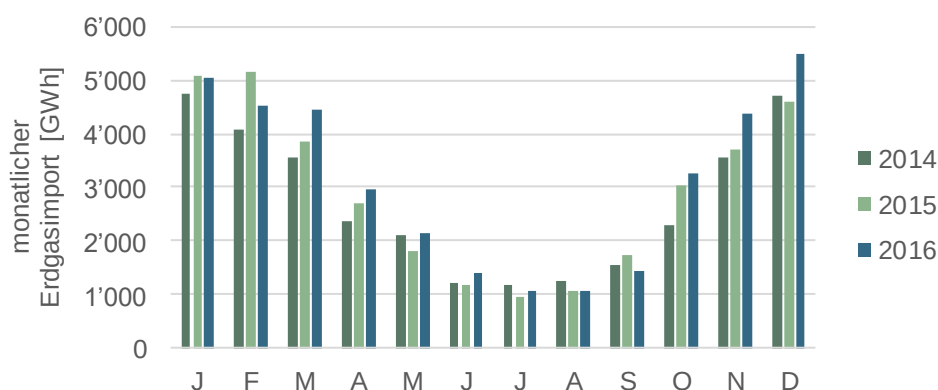


Abbildung 7: Gesamter monatlicher Erdgas-Import der Schweizer Gaswirtschaft von 2014 bis 2016 (Quelle: VSG 2017)

Betrachtet man nur den Verwendungszweck Raumwärme, ist die Saisonalität noch stärker. Abbildung 8 zeigt dazu einen nach SIA 2024 gerechneten Verlauf. Der Verbrauch von Warmwasser als weiterem Verwendungszweck ist gemäss der SIA Norm hingegen übers Jahr konstant. Zu weiteren Verwendungszwecken wurden keine Daten gefunden, die den Verlauf über das Jahr aufzeigen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Verlauf für

Prozesswärme wenig saisonal ist, der Verlauf für die Stromproduktion hingegen eine starke Saisonalität aufweist.

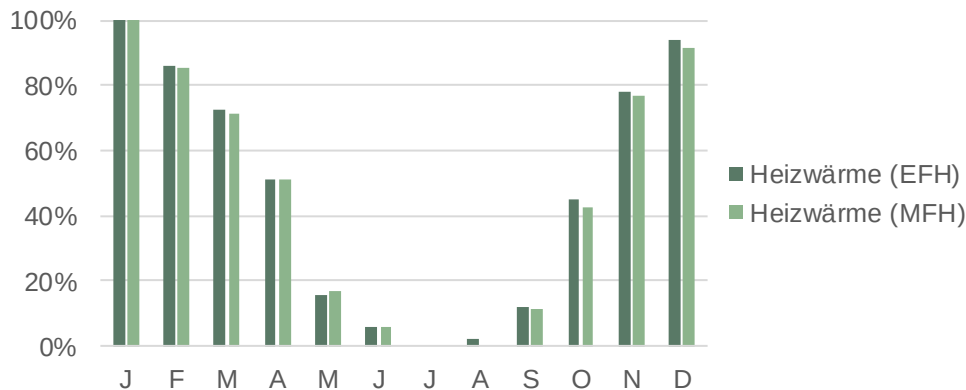


Abbildung 8: Typischer Verlauf des Heizwärmebedarfs (ohne Warmwasser) eines Schweizer Einfamilienhauses (EFH) und eines Schweizer Mehrfamilienhauses (MFH) über das Jahr (höchster Verbrauch = 100 %) (Quelle: SIA2024:2015)

Bedeutung für die Infrastruktur

- Die ungleich saisonale Verteilung der Gasnachfrage bedeutet für die Infrastruktur, dass die Dimensionierung für die Jahreshöchstlast im Winter ausgelegt werden muss. Im Verteilnetz bedeutet dies eine grössere Dimensionierung der Leitungen. Dies hat jedoch nur geringe Auswirkung auf die Bau- und Betriebskosten, da diese von anderen Faktoren abhängen, wie bspw. ob die Grabungsarbeiten mit anderen Arbeiten wie Strassensanierungen oder anderen Werkleitungersatz kombiniert werden können oder nicht.
- Die ungleiche saisonale Verteilung wird zukünftig ausgeglichener, da der mittlere Raumwärmebedarf zurückgeht. Dies ist vor allem auf die Klimaerwärmung und die steigende Energieeffizienz von Bauten zurückzuführen. Die Leistungsspitzen (und damit die Anforderung an die Kapazität der Infrastruktur) werden jedoch weniger schnell sinken als die Energiebedarfsspitzen. Falls Gasheizungen im Bestand mit Sonnenkollektoren kombiniert werden (eine der Standardlösungen in der MuKE 2014), geht im Sommer auch die Gas-Last für die Wassererwärmung zurück, womit sich die ungleiche saisonale Verteilung wieder etwas erhöht.
- Die Kapazität der Speicherung im Erdgasnetz selbst (Line-Pack) wird durch den saisonalen Nachfrageverlauf nach Erdgas kaum beeinflusst. Diese Kapazität ergibt sich aus dem Leitungsvolumen und der nutzbaren Druckdifferenz.
- Aufgrund des saisonalen Verlaufs der Nachfrage besteht im Sommer ein geringeres Potenzial, um Erdgas mit synthetischem Gas zu substituieren.
- Auf Stufe Verteilnetz gibt es schon heute Regionen im Netz, die in nachfragearmen Sommermonaten mit der eigenen Biogasproduktion in die Nähe eines Überangebots kommen. Sollte in Zukunft synthetisches Gas auf dieser Ebene produziert werden, muss entweder die Produktion gedrosselt werden oder es müssen Speichermöglichkeiten geschaffen werden.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Die ungleich saisonale Verteilung der Gasnachfrage bedeutet für die Infrastruktur in der Regel, dass die Dimensionierung für die Jahreshöchstlast im Winter ausgelegt werden muss.	15	0	0
2. Die Nachfragecharakteristik hat keinen massgeblichen Einfluss auf die Kapital- und Betriebskosten.	15	0	0
3. Das Verhältnis zwischen Spitzenleistung und durchschnittlicher Leistung wird sich vergrössern, da insbesondere der mittlere Raumwärmebedarf zurückgeht.	15	0	0
4. Der Rückgang der Gasnachfrage stellt eine zunehmende betriebswirtschaftliche Herausforderung für den Erhalt und Betrieb der Infrastruktur dar.	15	0	0
5. Die Entwicklung (mehrheitlich Rückgang) der Gasnachfrage ist räumlich differenziert zu betrachten.	15	0	0

Quellen:

- *Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) 2014: Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber*
- *SIA 2024:2015*
- *VSG 2017: Erdgas/Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

b) Welches sind die Treiber der künftigen Gas-Nachfrage nach Verwendungszweck?

Übersicht

Eine Auswahl wichtiger Treiber der künftigen Gas-Nachfrage wird in diesem Kapitel beschrieben und auf ihren möglichen Wirkungszusammenhang mit der Gas-Nachfrage untersucht. Tabelle 1 zeigt eine qualitative Übersicht über die Entwicklung und Wirkung der verschiedenen Treiber.

Insgesamt ergibt sich für die Gaswirtschaft im Hinblick auf die Rahmenbedingungen ein schwieriges Umfeld. Dies bestätigt auch Marktumfragen der Gasbranche 2013 und 2015: Jeweils rund 80 % der Befragten gaben an, dass sie eine moderate oder gar signifikante Verschlechterung der Rahmenbedingungen erwarten.

	Bisherige Entwicklung	Zukünftiger Trend	Wirkungs- zusammenhang
Bevölkerungswachstum	↗	↗	→
Wirtschaftswachstum	↗	↗	?
Sanierungstätigkeit	→	↗	↘
Pol. Rahmenbedingungen			
CO ₂ -Abgabe	↗	↗	ggü. Heizöl: ↗ ggü. erneuerb. Energien: ↘
CO ₂ -Grenzwerte	-	↗	↘
MuKE-Anforderungen	↘	↘	↘
Förderung Gebäude	↗	→	↘
Technische Entwicklung	-	-	versch. Zusammenhänge
Energiepreise	→	?	?
Liberalisierung Gasmarkt	-	↗	→
Klimawandel	↗	↗	↘

Tabelle 1: Qualitative Übersicht über bisherige und erwartete Entwicklung verschiedener Treiber der Gas-Nachfrage und mögliche Wirkungszusammenhänge (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes).

Diese Treiber beziehen sich grösstenteils auf die Gas-Nachfrage im Gebäudebereich für die Verwendungszwecke **Raumwärme und Warmwasser**. Diese machen gemeinsam über 60 % des Schweizer Gasverbrauchs aus (siehe Kapitel 1.1a)). Für einige weitere wichtige Verwendungszwecke ist eine spezifische Betrachtung jedoch sinnvoll.

Die Gas-Nachfrage für den Verwendungszweck **Prozesswärme** ist vor allem vom Wirtschaftswachstum und vom Industrie-Anteil an der Gesamt-Volkswirtschaft abhängig. Generell ist Gas für Prozesswärme schwieriger zu ersetzen als in anderen Verwendungszwecken (s. Kapitel d)). Dies macht eine starke Abnahme der Nachfrage unwahrscheinlich, es kann jedoch bei nur moderatem Wirtschaftswachstum und einem tendenziell abnehmenden Industrie-Anteil nicht von sehr dynamischen Entwicklungen ausgegangen werden. Stetig steigende Effizienz von Prozessen ist ein potenzielles Hemmnis für die Entwicklung der Gas-Nachfrage für Prozesswärme, ebenso Effizienzgewinne durch politische Massnahmen wie Zielvereinbarungen. Eine steigende CO₂-Abgabe bedeutet für Gas eine höhere Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen fossilen Brennstoffen, was besonders für die Erzeugung von Prozesswärme förderlich ist für die Gas-Nachfrage. Gas könnte bei Hochtemperaturprozessen einzig durch Biomasse ersetzt werden. Allgemein herrscht in der Industrie eine sehr tiefe Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Wärme. Somit ist die Wirtschaftlichkeit von Gas für den Standortentscheid grösserer produzierenden Industriefirmen und damit für die Gas-Nachfrage für den Verwendungszweck Prozesswärme von Bedeutung. Sie hängt stark von den Entwicklungen der Netzentgelte (und damit auch von Wechselwirkungen zwischen den Kundengruppen) und der Energiepreise ab.

Für die **Stromproduktion** wird in der Schweiz bis anhin beinahe kein Gas verwendet (siehe Kapitel 1.1a)). Die künftige Nachfrage nach Gas für die Stromproduktion ist abhängig von der Entwicklung des gesamten europäischen Strommarkts, insbesondere des Rück- bzw. Ausbaus der Kapazitäten verschiedener Kraftwerkstypen und der Qualität, des Preises und der

zeitlichen Variabilität des resultierenden Angebots. Dies wiederum hängt unter anderem stark von Entwicklungen der Technologien, der Energiepreise, der Politik, der Wirtschaft und von Hemmnissen beim Ausbau des Stromnetzes ab. Auch die politischen Rahmenbedingungen der Schweiz sind relevant, vor allem wie in Zukunft Anlagen mit Wärme-Kraft-Kopplung in der Klimapolitik behandelt werden und wie Inlandproduktion von Strom gegenüber Stromimport bewertet wird. Allfällige zentrale Grossanlagen (GuD) werden aber mit Sicherheit dem vorge-lagerten Netz angegliedert und die Verteilnetze nicht tangieren. Die Rolle von Gas in der künftigen Stromproduktion ist stark abhängig vom Verlauf des übrigen Stromangebots über das Jahr (Sommer/Winter).

In der **Mobilität** ergeben sich potenziell Chancen für eine Steigerung der Gas-Nachfrage, insbesondere auch nach erneuerbarem Gas. Allerdings weisen das Fahrzeugangebot und das Tankstellennetz im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen noch Schwächen auf. Das grösste Potenzial dürfte die Anwendung von LNG und CNG im Schwerverkehr aufweisen. Das Ausmass der Treiberwirkung ist jedoch mit grösster Unsicherheit behaftet. In diesem Bereich besteht mit der aufstrebenden Elektromobilität auch eine sehr starke Konkurrenz, die eine Steigerung der Gas-Nachfrage potenziell hemmt. Doch auch bei der Elektromobilität weisen das Fahrzeugangebot und das Ladestellennetz im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen noch Schwächen auf.

Bevölkerungswachstum

Die Bevölkerung hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. Es wird geschätzt, dass sie in Zukunft weiter zunehmen wird (Abbildung 9).

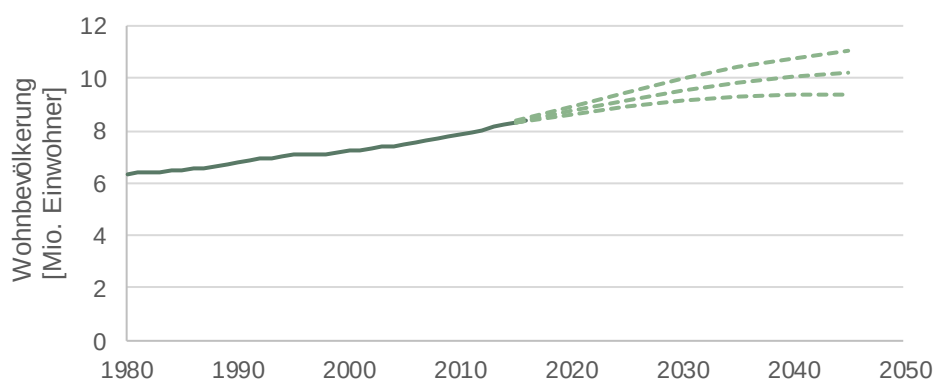


Abbildung 9: Bisherige Entwicklung der ständigen Wohnbevölkerung der Schweiz (durchgehend) und Trend bis 2045 gemäss drei Szenarien des Bundes (gestrichelt) (Quellen: BFS 2015; BFS 2017)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt ein Bevölkerungswachstum zu einer Zunahme der Energiebezugsfläche und damit zu mehr Nachfrage nach Energie. Zusätzlicher Wohnraum wird jedoch in Neubauten oder Ersatzneubauten geschaffen, die praktisch kein Gas mehr verbrauchen. Dadurch hat ein Bevölkerungswachstum keine Auswirkung auf die Gas-Nachfrage.

Wirtschaftswachstum

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist seit 1995 im Schnitt um 1.8 % pro Jahr gewachsen. Das BIP pro Kopf stieg im gleichen Zeitraum durchschnittlich um 1.0 % pro Jahr. Das Staatssekretariat für Wirtschaft SECO prognostiziert, dass sowohl das BIP wie das BIP pro Kopf in Zukunft weiter steigen wird (Abbildung 10).

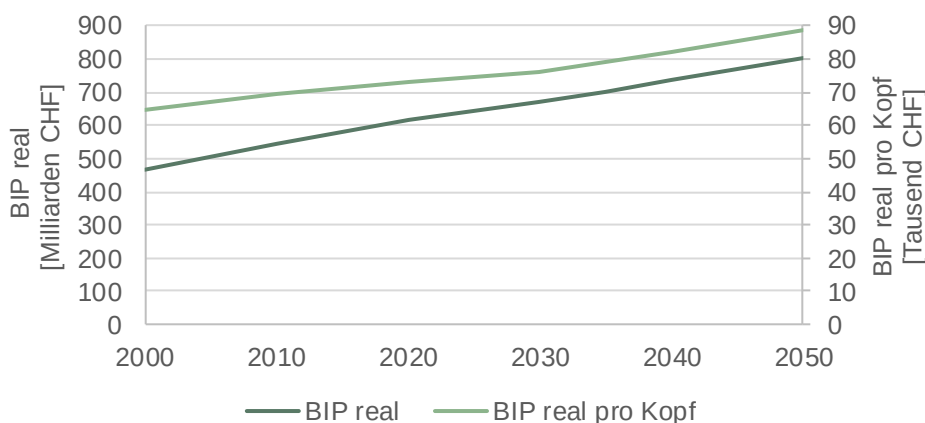


Abbildung 10: Trend des BIP und des BIP pro Kopf bis 2050 gemäss Prognose des SECO in den Energieperspektiven 2050 (Quelle: BFE 2012)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt eine Zunahme des BIP zu einer Zunahme des Energieverbrauchs. Da unklar ist, wie sich die Branchen entwickeln, die einen Prozesswärmebedarf haben, ist unklar, wie sich die Gas-Nachfrage entwickeln wird. Ein steigendes BIP pro Kopf kann als Indikator von steigendem Wohlstand und damit steigendem Bedarf an Energiebezugsfläche pro Kopf dienen. Diese Zunahme führt zu einem steigenden Energiebedarf. Der steigende Raumbedarf wird aber wiederum vor allem in neuen Gebäuden gedeckt, die praktisch kein Gas verbrauchen, weshalb er keinen weiteren Einfluss auf die Gas-Nachfrage hat.

Sanierungstätigkeit

Bei Sanierungen an Gebäuden ist zwischen energetischen Erneuerungsmassnahmen und (energetisch nicht wirksamen) Instandsetzungsmassnahmen zu unterscheiden. Eine energetische Erneuerung kann einerseits an der Gebäudehülle erfolgen, andererseits durch Ersatz der Heizanlage.

Die heutige energetische Erneuerungsrate der Gebäudehülle (Sanierungsrate) wird häufig mit einem Prozent beziffert (BFE 2014). Empirisch belastbare Grundlagen bestehen für energetische Erneuerungsrate nach Bauelementen: diese sind am höchsten für Fenster (bis zu 3% für Mehrfamilienhäuser) und am tiefsten für Erneuerungen der Fassade (deutlich unter 1% sowohl bei Wohn- als auch Dienstleistungsgebäuden). Aus Sicht der Energiepolitik soll die Sanierungsrate gesteigert werden: Im Ziel-Szenario «Neue Energiepolitik» der Energieperspektiven wird nahezu eine Verdoppelung der Sanierungsrate angenommen, damit die gesetzten Ziele erreicht werden können.

Die Sanierungsrate von Heizungsanlagen beträgt knapp 4%. Sie wird stark beeinflusst durch die Nutzungsdauer der Heizungen. Beim Ersatz fossiler Heizanlagen überwiegt der «Eins-zu-Eins-Ersatz» (Ersatz mit gleichem Heizsystem). Durch die MuKE 2014 verändern sich die kantonalen Energiegesetze und werden stärkere Anreize für einen Anlagenwechsel gesetzt. Auch die neuen Minergie-Bauvorschriften verlangen 100% erneuerbare Energieträger.

Wirkungszusammenhang: Eine hohe Sanierungstätigkeit an der Gebäudehülle führt zu einer Reduktion des mittleren Wärmebedarfs des Verwendungszwecks Raumwärme und damit zu einer Reduktion des Absatzpotenzials von Raumwärme.

Politische Rahmenbedingungen: CO₂-Abgabe

Seit 2008 wird in der Schweiz eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffe erhoben. Abbildung 11 zeigt ihre bisherige Entwicklung in Rp./kWh für Erdgas und Heizöl (durchgehende Linie). Bisher war eine allfällige Erhöhung jeweils an das Erreichen von CO₂-Zwischenzielen gekoppelt. Seit ihrer Einführung wurde die Abgabe viermal erhöht.

Die mögliche zukünftige Entwicklung ist gestrichelt dargestellt und stützt sich auf die Botschaft des Bundesrats zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes. Sie zeigt den Pfad der jeweils frühestmöglichen Erhöhung. Damit könnte der Maximalsatz von 210 Fr./t CO₂ (bzw. 4.3 Rp./kWh Erdgas und 5.6 Rp./kWh Heizöl) frühestens 2028 erreicht werden. Welche Abgabesätze und welcher Anpassungsmechanismus festgelegt wird, wird sich erst in den parlamentarischen Beratungen und allenfalls vor dem Volk entscheiden. Ein allfälliger Übergang zu einer allgemeinen Treibhausgas-Abgabe könnte in Zukunft fossile Energieträger zusätzlich verteuern.

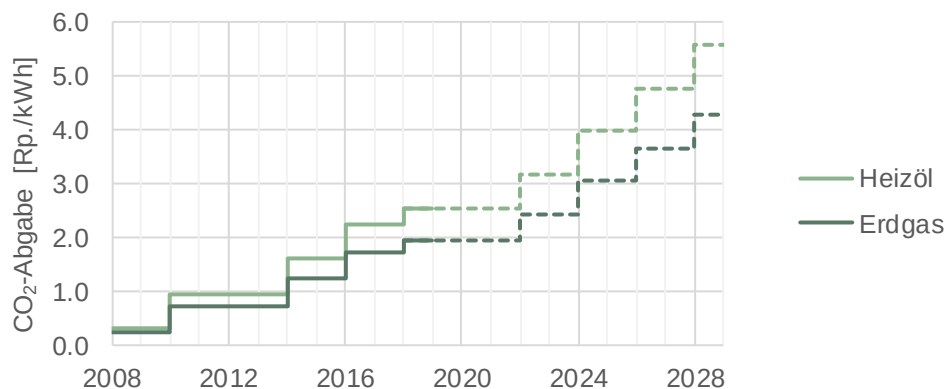


Abbildung 11: Bisherige Entwicklung (durchgehend) der gesetzlich vorgeschriebenen CO₂-Abgabe in Rp./kWh und frühest mögliche Erhöhung (gestrichelt) gemäss Entwurf der Revision des CO₂-Gesetzes (Quellen: BAFU 2015/2016; BR 2017; Medienmitteilungen des Bundes 2015/2017)

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt eine weitere Erhöhung der CO₂-Abgabe zu einer Veränderung der Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber anderen Energieträgern. Die Konkurrenzfähigkeit gegenüber erneuerbaren Energien nimmt ab, die Konkurrenzfähigkeit gegenüber Heizöl nimmt zu. Abbildung 12 zeigt, dass zumindest für Raumwärme bis heute der Vorteil gegenüber anderen fossilen Energieträgern überwiegt, denn nur Wärmepumpen sind zahlenmässig stärker gewachsen als Gasheizungen. Die Zunahme des Gasverbrauchs durch Substitution von Heizöl wird einen Peak

erreichen, da Gas seinerseits von erneuerbaren Energieträgern ersetzt wird. Der genaue Verlauf dieses grundsätzlichen Pfads hängt stark von den lokal vorhandenen Alternativen ab (z.B. Anergienetze oder Fernwärmeverbünde).

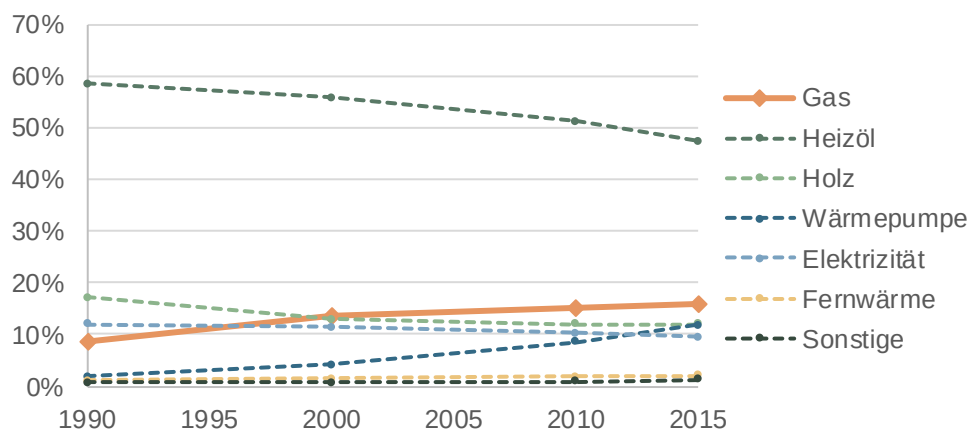


Abbildung 12: Entwicklung der Marktanteile pro Energieträger für Wärmeanwendungen in Gebäuden (auf Basis der Anzahl Heizungen), (Quelle: BFS 2015/2016)

Politische Rahmenbedingungen: nationale CO₂-Grenzwerte

Der Bundesrat hat 2017 den Entwurf für die Revision des CO₂-Gesetzes vorgelegt. Im Gebäudebereich sieht er quantitative Reduktionsziele für die Kantone vor. Werden diese bis 2026/2027 verfehlt, gelangen ab 2029 CO₂-Grenzwerte für Gebäude direkt zur Anwendung. Diese kommen zu tragen, wenn in einem Gebäude die Heizung ersetzt wird. Das Gesetz ist aktuell (Herbst 2019) in Beratung. Der Nationalrat lehnte 2018 in der Gesamtabstimmung den angepassten Entwurf. Der Ständerat schlägt nun vor, dass für die Einführung von Grenzwerten die kantonale Zielerreichung nicht abgewartet wird, sondern direkt ab 2023 Grenzwerte eingeführt werden sollen. Sie sollen bei bestehenden Bauten 20 kg CO₂/m² Energiebezugsfläche betragen und bei Neubauten null kg/m². Die Grenzwerte für bestehende Bauten sollen in 5-Jahresschritten gesenkt werden.

Wirkungszusammenhang: Ob und in welcher Form CO₂-Grenzwerte eingeführt werden, ist vom Parlament und allenfalls von einem Volksentscheid abhängig. Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, würden diese Grenzwerte zu einer abnehmenden Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich führen. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist dabei abhängig von seiner klimapolitischen Bewertung im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern.

Politische Rahmenbedingungen: MuKE

Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE) sind das gemeinsam erarbeitete «Gesamtpaket» energierechtlicher Mustervorschriften im Gebäudebereich. Die Basismodule daraus werden jeweils mehrheitlich von den Kantonen in ihre Energiegesetze übernommen. Das Regelwerk beinhaltet unter anderem Vorschriften zur Energieeffizienz und zum maximal fossil abgedeckten Wärmeverbrauch von Neubauten. Die MuKE (2000, 2008 und 2014) sind die Weiterentwicklung der «Musterverordnung rationelle Energienutzung in Hochbauten» von 1992. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung des vorgegebenen Wärmeverbrauchs eines

Gebäudes pro m² Energiebezugsfläche. Die Vorschriften haben dazu geführt, dass Neubauten sehr viel weniger Wärme verbrauchen und einen wachsenden Anteil der Wärme erneuerbar herstellen.

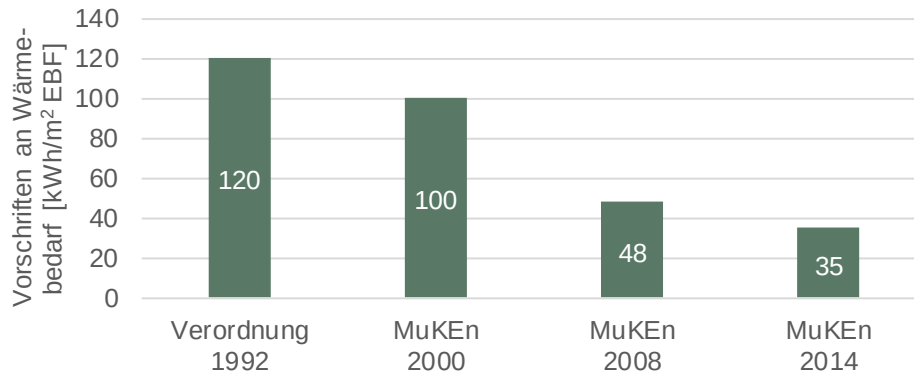


Abbildung 13: Bisherige Entwicklung der Vorschriften an den Wärmebedarf von Gebäuden in kWh/m² EBF (Quelle: Bulletin 2017)

Wirkungszusammenhang Neubauvorschriften: Neubauten, die den Gebäudebestand vergrößern (nicht Ersatzneubauten), führen grundsätzlich zu einer zunehmenden Nachfrage nach Energie und damit potenziell auch nach Gas. Wird diese Zunahme aber dem Bevölkerungswachstum und der steigenden Flächenbedürfnisse zugerechnet, führen die Neubau-Vorschriften zu einer abnehmenden Nachfrage nach Energie und spezifisch auch nach fossilen Energieträgern.

Aktuelle Entwicklungen – MuKEN Modul F: Die neueste Auflage der MuKEN (2014) beinhaltet eine neue Vorschrift bei bestehenden Gebäuden. Vereinfacht formuliert verpflichtet diese Gebäudeeigentümer beim Ersatz einer fossilen Heizung dazu, für einen Mindestanteil erneuerbarer Energien oder für eine Senkung des Energiebedarfs zu sorgen. Die Vorschrift gilt nur für Wohngebäude mit einer geringen Hülleneffizienz. Die Gebäudeeigentümer können die Vorschrift rechnerisch im Detail erfüllen oder aber eine von 11 vordefinierten Standardlösungen umsetzen. Darunter befinden sich diverse Lösungen, die unter anderem eine Gasheizung beinhalten (bspw. die Kombination einer Gasheizung mit einer solarthermischen Anlage). Die Umstellung auf Biogas wird durch die MuKEN 2014 nicht als Lösung angerechnet. Die schlussendliche Umsetzung in die Gesetzgebung liegt jedoch in den Händen der Kantone und kann von den Empfehlungen der MuKEN 2014 abweichen. So anerkennt bspw. der Kanton Luzern Biogas, wenn die Hauseigentümer gleichzeitig mit der neuen Gasheizung im Umfang von 20% Biogas-Zertifikate für 20 Jahre beschaffen. Aktuell werden die Energiegesetze in diversen Kantonen revidiert. Für diejenigen Kantone, welche entgegen der Empfehlung Biogas als Erfüllung der Pflicht anerkennen möchten, hat die Konferenz kantonaler Energiedirektoren im Herbst 2019 einen koordinierten Vorschlag erarbeitet, wie eine Biogaslösung zu handhaben wäre.

Wirkungszusammenhang MuKEN Modul F: Heute ist zum grossen Teil noch unklar, welche Kantone diese Vorschriften in welcher Form in ihr Energiegesetz übernehmen werden. Erste Erfahrungen aus dem Kanton Luzern zeigen, dass ein Grossteil der Eigentümer auf Wärmepumpen umsteigen. Die neue Vorschrift führt also zu einer Abnahme der Nachfrage nach Erdgas bei unsanierten Wohngebäuden. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist von der Form der Umsetzung in den Kantonen abhängig.

Künftige Entwicklungen: Die Konferenz kantonaler Energiedirektoren hat in ihrer «Gebäudepolitik 2050» ihre energie- und klimapolitische Positionierung dargelegt. Sie strebt bis 2050 die Reduktion der CO₂-Emissionen im Gebäudebereich auf einen Zielwert von unter 20% gegenüber 1990 an (Reduktion von mehr als 80%). Sie sieht dazu unter anderem eine Anpassung der MuKEN im 10-Jahres-Rhythmus vor. So soll beim Ersatz fossiler Heizungen ein immer höherer Anteil erneuerbarer Energien vorgeschrieben werden.

	MuKEN 2025	MuKEN 2035	MuKEN 2045
Neubauten	– geringe externe Energiebezüge – Eigenstromerzeugung	– zusätzlich: nur Heizsysteme, die auf erneuerbaren Energien basieren	
bestehende Bauten	– höherer Anteil erneuerbarer Energien bei Ersatz fossiler Heizung – Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung	– Ersatz fossiler Heizungen nur durch erneuerbare Energien (+ Ausnahmen) – Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung	– Ersatzfrist fossile Heizungen nur durch erneuerbare Energie (+ Ausnahmen) – Erhöhung Zielsetzung für energ. Sanierung

Tabelle 2: Strategische Landkarte der Konferenz kantonaler Energiedirektoren (EnDK) zur Entwicklung der kantonalen Gebäudepolitik (EnDK 2016, Leitbild Gebäudepolitik 2050)

Wirkungszusammenhang künftige Entwicklung: Die Stossrichtung ist klar. Wird die Planung in etwa umgesetzt und bleiben alle anderen Faktoren konstant, führen diese Vorschriften zu einer starken Abnahme der Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist von seiner klimapolitischen Bewertung abhängig.

Politische Rahmenbedingungen: Förderung im Gebäudebereich

Bund und Kantone fördern seit Jahren die energetische Sanierung von Gebäuden und den Einsatz von erneuerbaren Energien. Von 2010 bis 2016 wurden dafür rund 200 Mio. Fr. pro Jahr an Gebäudeeigentümer ausbezahlt. Das Parlament diskutiert derzeit (Herbst 2019) im Rahmen der Beratung zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes über die die Höhe, zeitliche Dauer und Modalitäten der künftigen Förderung in diesem Bereich.

Wirkungszusammenhang: Unter der Annahme, dass alle anderen Faktoren konstant bleiben, führt die Förderung im Gebäudebereich zu einer Abnahme der Nachfrage nach Gas in Gebäuden, da diese weniger Wärme verbrauchen und vermehrt auf erneuerbare Energien wechseln (erneuerbare Gase werden nicht gefördert).

Technische Entwicklungen (Konkurrenztechnologien)

Gemäss dem allgemeinen Vorgehen werden in Tabelle 3 technologische Entwicklungen einzeln betrachtet und bewertet.

Technologie	Beschrieb	Wirkung
Wärmepumpen	starke Entwicklung und grosser Anstieg Effizienz über die letzten 20 Jahre. Heute Weiterentwicklung in kleineren Schritten.	hemmend für Gas, weil stärkerer Konkurrent
Energieverbünde mit erneuerbaren Energien	Insbesondere in urbanen, dicht bebauten Gebieten kann die leitungsgebundene Verwendung von erneuerbaren Energien (Nutzung von Umweltwärme und Abwärme) bestehende Gasnetze stark konkurrieren. Gas kann in diesen Energieverbünden noch zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.	potenziell hemmend für Gas, da Substitution insbesondere Gebieten, die attraktiv sind für die leitungsgebundene Energieversorgung
Gas-Wärmepumpen	Noch nicht verbreitet, Konkurrenzfähigkeit gegenüber elektrischen Wärmepumpen unsicher	potenziell hemmend für Gas, da meist als Ersatz von herkömmlichen Gasheizungen
synthetisches Erdgas (synthetic natural gas SNG)	Möglicher Einsatz als Speicher bei Überproduktion von erneuerbarem Strom	potenziell hemmend für konventionelles Erdgas, aber fördernd für nötige Infrastruktur auf Ebene P2G-Produktion, Gas-Transportnetz und GuD
synthetischer Wasserstoff	Möglicher Einsatz als Speicher bei Überproduktion von erneuerbarem Strom	potenziell hemmend für konventionelles Erdgas wie auch für den Bedarf an Verteilnetzen
Mini-Blockheizkraftwerke	Entwicklung auf Einzel-Gebäude Ebene (EFH und MFH), Einsatz in Deutschland, in Form von Brennstoffzellen, Wettbewerbsfähigkeit unsicher.	potenziell fördernd, Option für Winterstrom.
Quartier-WKK mit Wärmeverbund	Grössere WKK-Anlagen mit Wärmenutzung im Nahwärmeverbund. Wettbewerbsfähiger mit zunehmender Grösse der Anlage	potenziell fördernd, Option für Winterstrom.
Mini-Methanolkraftwerke	Noch nicht verbreitet, in Entwicklung	potenziell hemmend als Konkurrent zu Gas
Elektromobilität	Sehr grosse Entwicklung, aktuell stärkere Dynamik als Gas in der Mobilität, insb. im Personenverkehr	hemmend für Gas als zukünftiger konkurrenzierender Energieträger
Gasmobilität	Noch nicht verbreitet, Konkurrenzfähigkeit gegenüber Elektromobilität unsicher. Chancen bestehen vor allem im Schwerverkehr (LNG)	fördernd für Gas

Tabelle 3: Auswahl einiger Technologien, die potenziell zu heutigen Erdgas-Anwendungen in Konkurrenz stehen.

Energiepreise

Die bisherige Entwicklung der Energiepreise ist in Abbildung 14 dargestellt. Es zeigt sich, dass Heizöl und Erdgas ähnliche Tendenzen haben, der Preis von Heizöl jedoch viel volatiler ist. Die Gaspreise sind unter der Konkurrenzsituation von Erdöl bzw. Strom und der erneuerbaren Energien zu verstehen.

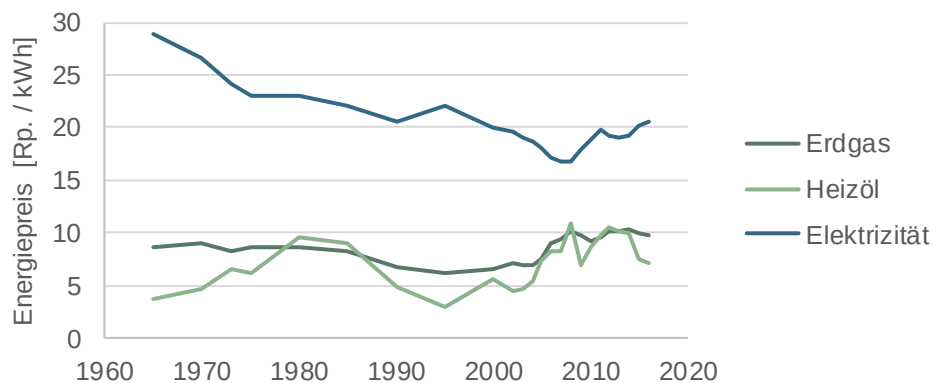


Abbildung 14: Reale Entwicklung der Energiepreise für Konsumenten zwischen 1965 und 2016 (Quelle: BFE 2017)

Abbildung 14 dient zur Veranschaulichung der relativen Entwicklung der Preise verschiedener Energieträger in den letzten 50 Jahren. In Abbildung 15 und Abbildung 16 sind Gestehungskosten der Heizsysteme mit dem entsprechenden Energieträger (Öl, Gas, Elektrizität) dargestellt. Die totalen Gestehungskosten ergeben sich aus der Summe von Kapitalkosten, Energiekosten und Unterhaltskosten.

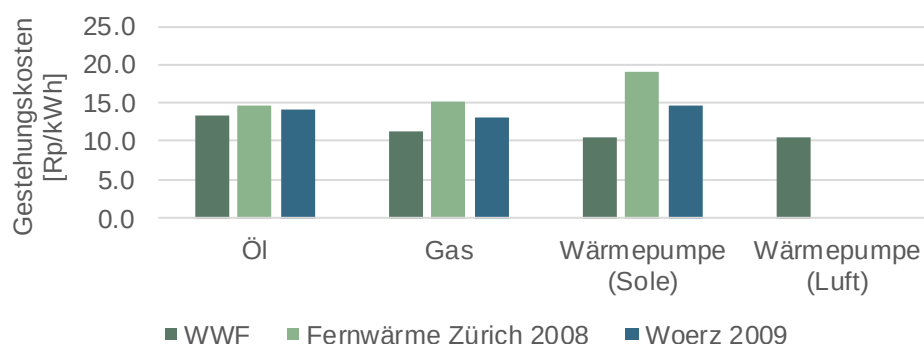


Abbildung 15: Jahreskosten in Rappen pro Kilowattstunde von verschiedenen Heizsystemen in Mehrfamilienhäusern gemäss drei verschiedenen Studien (Quellen: BFE 2011; WWF 2016)

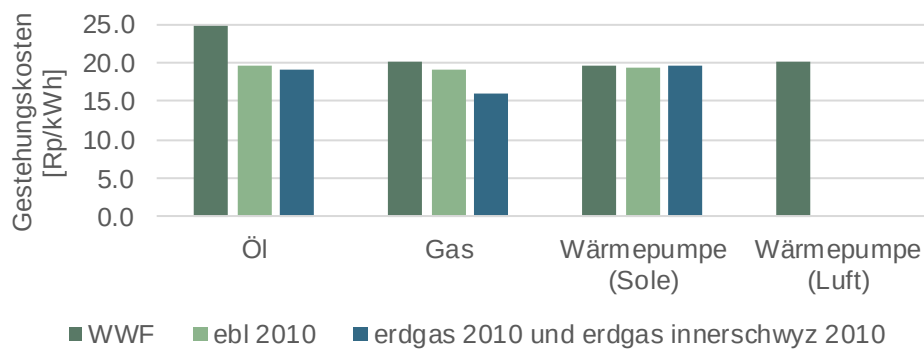


Abbildung 16: Jahreskosten in Rappen pro Kilowattstunde von verschiedenen Heizsystemen in Einfamilienhäusern gemäss drei verschiedenen Studien (Quellen: BFE 2011; WWF 2016)

Die zukünftige Entwicklung der Energiepreise ist mit grösster Unsicherheit behaftet. Es gibt zwar Trendaussagen (z.B. der IEA), doch diese sind oft nur kurzfristig und auch sehr unsicher. Eine Marktumfrage der Gasbranche 2015 zeigte, dass die Befragten kurzfristig mit einer leichten Abnahme des Erdgaspreises rechnen und danach bis 2020 eine Stabilisierung des Erdgaspreises erwarten. Die Energiepreisbildung ist sehr komplex und neben verschiedensten anderen Faktoren stark von regulatorischen Entscheidungen abhängig. Sie kann nicht verlässlich prognostiziert werden.

Wirkungszusammenhang: Ob sich die Energiepreise eher fördernd oder eher hemmend auf die Gas-Nachfrage auswirken, hängt von der Entwicklung der Preise der verschiedenen Energieträger ab. Da nicht verlässlich prognostiziert werden kann, wie sich diese relativ zueinander verändern werden, kann zum Wirkungszusammenhang keine Aussage gemacht werden.

Liberalisierung Gasmarkt

Die Verbändevereinbarung zwischen dem Verband der Schweizerischen Gasindustrie und Grosskunden energieintensiver Branchen im Jahr 2012 war ein erster Schritt in Richtung Liberalisierung des Gasmarkts in der Schweiz. Grosskunden können einen Netzzugang beantragen und ihren Lieferanten somit frei wählen. Eine weitere Liberalisierung steht zur Diskussion. Der Bundesrat hat ein Gasversorgungsgesetz erarbeitet, dass er im Herbst 2019 in die Vernehmlassung geschickt hat. Er schlägt darin eine Teilmarktöffnung vor für Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100'000 kWh. Diese Grenze würde rund 10% aller Gaskunden betreffen, die zusammen rund 70% des abgesetzten Gases verbrauchen.

Wirkungszusammenhang: Grundsätzlich kann angenommen werden, dass die Liberalisierung des Gasmarkts zu einem zunehmenden Wettbewerb führt. Dies kann einerseits über sinkende Preise dazu führen, dass Gas gegenüber seinen Alternativen an Attraktivität gewinnt und somit die Nachfrage steigt. Andererseits wird der Kosten- und der Leistungsdruck auf Gasversorger zunehmen, was langfristig zu einer Strukturbereinigung führen könnte. Auch betrifft eine allfällige Preisreduktion im Zuge einer Marktliberalisierung nur den Energieteil des Gesamtpreises und könnte aufgrund kleinerer Preismargen für die Netzentgelte eher ein treibender Faktor sein. Es wird somit ein neutraler Wirkungszusammenhang erwartet.

Klimawandel

Der Klimawandel wird die Erdatmosphäre weiter erwärmen. Dies führt zu einer Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs und einem steigenden Kältebedarf.

Wirkungszusammenhang: Eine Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs wirkt hemmend auf die Gasnachfrage. Auch ein steigender Kältebedarf hemmt die Gasnachfrage.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Die meisten relevanten Treiber führen dazu, dass im Wärmebereich die Nachfrage nach Gas zurückgeht.	15	0	0
2. Das Bevölkerungswachstum führt zu einer Zunahme der Energiebezugsfläche und damit zu mehr Nachfrage nach Wärme.	14	0	1
3. Zusätzlicher Wohnraum wird in Neubauten oder Ersatzneubauten geschaffen, die praktisch kein Gas mehr verbrauchen. Dadurch hat ein Bevölkerungswachstum keine Auswirkung auf die Gas-Nachfrage im Wärmebereich.	15	0	0
4. Die energetische Erneuerung der Gebäudehüllen führt zu einer Reduktion des Wärmebedarfs.	15	0	0
5. Eine weitere Erhöhung der CO ₂ -Abgabe führt zu einer Veränderung der Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber anderen Energieträgern.	15	0	0
6. Die Konkurrenzfähigkeit von Erdgas gegenüber erneuerbaren Energien nimmt ab, die Konkurrenzfähigkeit gegenüber Heizöl nimmt zu.	15	0	0
7. Die Konkurrenzfähigkeit von erneuerbarem Gas gegenüber Erdgas und Heizöl wird besser.	13	1	1
8. Weitergehende bzw. ergänzende klimapolitische Instrumente führen zu einer abnehmenden Nachfrage nach Erdgas im Gebäudebereich.	15	0	0
9. Die Wirkung auf erneuerbares Gas ist dabei abhängig von seiner klimapolitischen Anrechenbarkeit.	15	0	0
10. Die finanzielle Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich (u.a. Gebäudeprogramm) führt zu einer Abnahme der Nachfrage nach Gas in Gebäuden, da die Gebäude weniger Wärme verbrauchen und vermehrt auf erneuerbare Energien wechseln (erneuerbare Gase werden aktuell nicht gefördert).	15	0	0
11. Klimawandel: Eine Reduktion des mittleren Heizwärmebedarfs wirkt hemmend auf die Gasnachfrage.	15	0	0
12. Ein steigender Kältebedarf führt zu einer zusätzlichen Reduktion der Gasnachfrage aufgrund von vermehrtem Einsatz von Wärmepumpen	15	0	0

Quellen:

- *Bundesrat 2019: Gasversorgungsgesetz: Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, September 2019.*
- *BAFU 2015: Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe*
- *BAFU 2016: Faktenblatt, CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz*
- *BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme*
- *BFE 2012: Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050*
- *BFE 2014: Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich*
- *BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016*
- *BFS 2015: Bevölkerungsszenarien 2015-2045, [Link](#)*
- *BFS 2015: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Bauperiode, Heizungsart und Warmwasserversorgung sowie deren Energieträger, [Link](#)*
- *BFS 2016: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Heizungsart, Warmwasserversorgung, Energieträger und Bauperiode, [Link](#)*
- *BFS 2017: Bruttoinlandsprodukt 1995 -2016*
- *BFS 2017: Ständige Wohnbevölkerung 1861-2016*
- *BR 2017: Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020*
- *Bulletin 2017: Ausgabe 02/17, Mark Wunderlich, Die MuKE 2014*
- *EnDK 2016: Gebäudepolitik 2050, Ein Leitbild der EnDK zur langfristigen Entwicklung der interkantonalen Gebäudepolitik*
- *EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2013*
- *EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2015*
- *Gebäudeprogramm 2017: Das Gebäudeprogramm im Jahr 2016, Jahresbericht.*
- *IGRC 2017: Using Natural Gas Network For Transporting H₂*
- *Medienmitteilung des Bundes 03.07.2015, [Link](#)*
- *Medienmitteilung des Bundes 11.07.2017, [Link](#)*
- *NREL 2013: Blending H₂ in Natural Gas Pipeline*
- *PSI 2017: Potenzialstudie Stromproduktionsanlagen*
- *VSE 2018: Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)*
- *WWF 2016: Rechner Heizkostenvergleich*

c) Welche Gas-Nachfrage nach welchem Verwendungszweck wird für die Zukunft angenommen?

In diesem Kapitel wird die künftige Gas-Nachfrage im Kontext des «Basisziels» des Projektes von -80% CO₂-Emissionen bis 2050 (siehe Vorwort, Basisziel entspricht in etwa dem BUNDesszenario «Neue Energiepolitik») betrachtet. Als Sensitivität zum Basisziel wird jeweils das Paris-konforme Ziel von netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert auch analysiert. Da die Energieperspektiven dieses Ziel in keinem Szenario abbilden, werden hierzu keine Zahlen dargestellt.

Energieperspektiven

Abbildung 17 zeigt den Schweizer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen gemäss dem Szenario „Weiter wie bisher“ der Energieperspektiven des Bundes.

In den **privaten Haushalten** wird der Gas-Endverbrauch entgegen der Entwicklung des Gesamtverbrauchs in gewissen Gebieten noch einige Zeit ansteigen, da Gas insbesondere zum Ersatz von Ölheizungen eingesetzt wird. Erst ab circa 2025 wird damit gerechnet, dass auch der Gasverbrauch abnimmt. In grösseren Städten mit tiefem Anteil an Ölheizungen und starkem Zubau von Wärmeverbänden geht der Gasabsatz bereits heute zurück. Der Anteil am Gesamtverbrauch sinkt nur leicht, da Gas in den privaten Haushalten auch zukünftig für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt werden wird. Diese beiden Verwendungszwecke machen auch 2050 noch den Grossteil des Energieverbrauchs der Haushalte aus.

Im **Dienstleistungssektor** soll der Gasverbrauch bereits ab heute zurückgehen. Gas verliert zunehmend an Bedeutung in diesem Sektor, für dessen Gesamtverbrauch bis 2050 gar eine Zunahme angenommen wird. Dies hat damit zu tun, dass vor allem der Anteil der Energie für Raumwärme stark abnimmt und Verwendungszwecke wie Klima/Lüftung oder Antriebe/Prozesse wichtiger werden, in denen sehr wenig oder kein Gas als Energieträger eingesetzt wird. Der Dienstleistungssektor umfasst folgende Branchen: Handel, Kredit/Versicherung, Gesundheit und Soziales, Erziehung und Unterricht, Gastgewerbe, Übrige Dienstleistungen, Landwirtschaft und PHH (Ferien- und Zweitwohnungen, Gemeinschaftszähler Mehrfamilienhäuser).

In der **Industrie** geht man ebenfalls von einem leichten Rückgang der verbrauchten Menge Gas aus, analog zum Gesamtenergieverbrauch. Der Anteil des Gasverbrauchs am Gesamtverbrauch bleibt ab circa 2020 konstant. Dies hat damit zu tun, dass der Verbrauchsanteil für Raumwärme und Prozesswärme bedeutend bleibt. Vor allem für Letzteres ist Gas nicht einfach zu ersetzen (bei Temperaturen bis 100 °C kann ein Teil der Wärme mittels WP gedeckt werden, während für Hochtemperaturen weiterhin Erdgas zum Einsatz kommen wird; siehe auch Kapitel d)) und bleibt ein wichtiger Energieträger. Der Industriesektor umfasst die 2-Steller 05 bis 43 gemäss NOGA 2008-Klassifikation (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren, Wasserversorgung/Abwasser- und Abfallentsorgung und Baugewerbe).

Im Sektor **Verkehr** spielt Erdgas als Energieträger sowohl heute wie auch 2050 eine sehr untergeordnete Rolle. Selbst bei stark sinkendem Gesamtverbrauch steigt der Gasanteil nicht über 1 %.

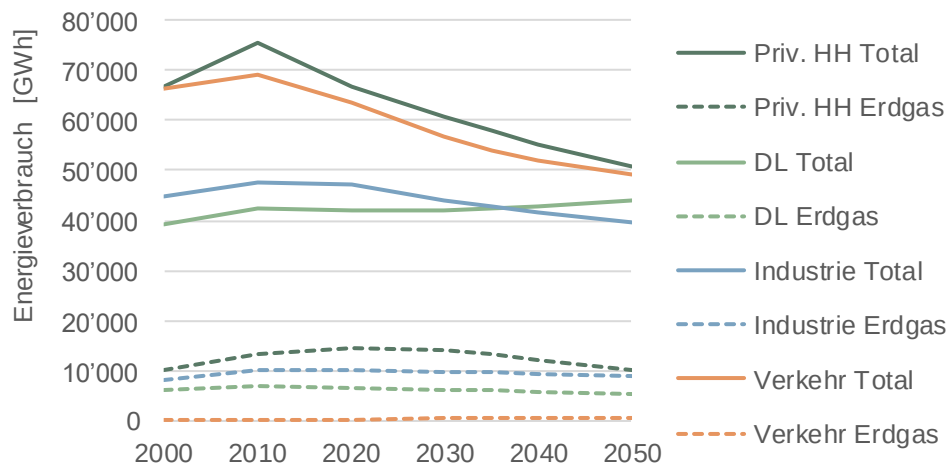


Abbildung 17: Schweizer Endenergieverbrauch total und von Erdgas nach Verbrauchergruppen zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Weiter wie bisher (Quelle: BFE 2012, Energieperspektiven 2050)

Abbildung 18 zeigt den Schweizer Energieverbrauch zur Stromproduktion. Der Anteil des Energiebedarfs, der durch Erdgas gedeckt wird, steigt von 3 % im Jahr 2010 auf 24 % (Variante C&E), respektive gar auf 45 % (Variante C). Erdgas macht jeweils praktisch den gesamten fossilen Anteil in der Stromproduktion aus.

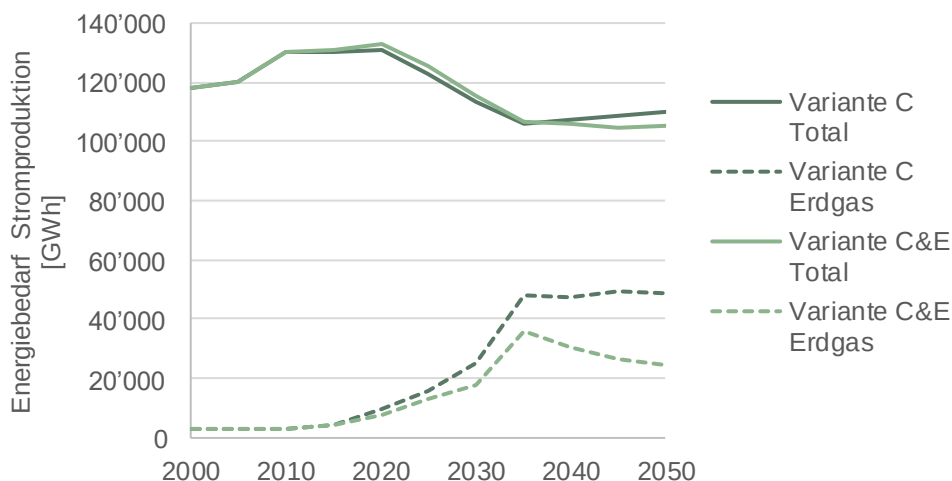


Abbildung 18: Schweizer Energiebedarf für die Stromproduktion im Umwandlungssektor nach Stromangebotsvarianten zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Weiter wie bisher (Quelle: BFE 2012)

Abbildung 19 zeigt den Schweizer Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen gemäss dem Szenario Neue Energiepolitik der Energieperspektiven des Bundes. Die Abgrenzung der Sektoren ist gleich wie im Szenario Weiter wie bisher.

Bei den **privaten Haushalten** unterscheidet sich dieses Szenario sich vom Szenario Weiter wie bisher dadurch, dass auch der Gasverbrauch vom signifikant sinkenden Gesamtverbrauch

sehr stark tangiert wird. Sowohl mengenmässig als auch anteilmässig verliert Gas als Energieträger stark an Wichtigkeit. Einerseits nimmt der Anteil der Raumwärme, der häufigste Einsatzzweck von Gas, stärker ab, andererseits werden in diesem Szenario fossile Energien allgemein stärker durch Erneuerbare substituiert.

Im **Dienstleistungssektor** nimmt der Gesamtverbrauch in diesem Szenario um rund einen Drittel ab. Entsprechend sinkt auch der Gasverbrauch stärker als beim Szenario Weiter wie bisher. Der Raumwärmebedarf nimmt unterproportional ab, sodass sich Anteil der Raumwärme am Gesamtverbrauch schwächer verringert. Da dies wiederum Haupteinsatzgebiet von Gas ist, wird Gas prozentual am Gesamtverbrauch gemessen gar etwas wichtiger als im Szenario Weiter wie bisher.

In der **Industrie** wird im Szenario Neue Energiepolitik viel weniger Energie verbraucht. Die Einsatzgebiete jedoch verändern sich ähnlich zum Szenario Weiter wie bisher. Vor allem wegen des grossen Anteils der Prozesswärme, wo Gas schwierig zu substituieren ist, resultiert ein leicht höherer Anteil von Gas als Energieträger.

Der Gesamtenergieverbrauch des Sektors **Verkehr** nimmt in diesem Szenario zwar viel stärker ab, Erdgas spielt jedoch auch hier eine vernachlässigbare Rolle.

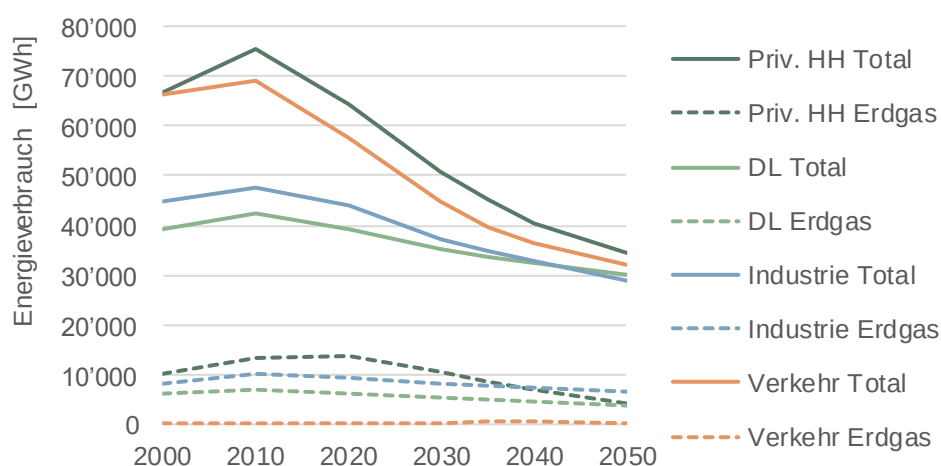


Abbildung 19: Schweizer Endenergieverbrauch total und von Erdgas nach Verbrauchergruppen zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Neue Energiepolitik (Quelle: BFE 2012)

Abbildung 20 zeigt den Schweizer Energieverbrauch zur Stromproduktion im Szenario Neue Energiepolitik. Der Anteil des Energiebedarfs, der durch Erdgas gedeckt wird, steigt von 3 % im Jahr 2010 auf 7 % (Variante E), respektive auf 11 % (Variante C&E) oder auf 26 %

(Variante C) im Jahr 2050. Erdgas macht jeweils praktisch den gesamten fossilen Anteil in der Stromproduktion aus.

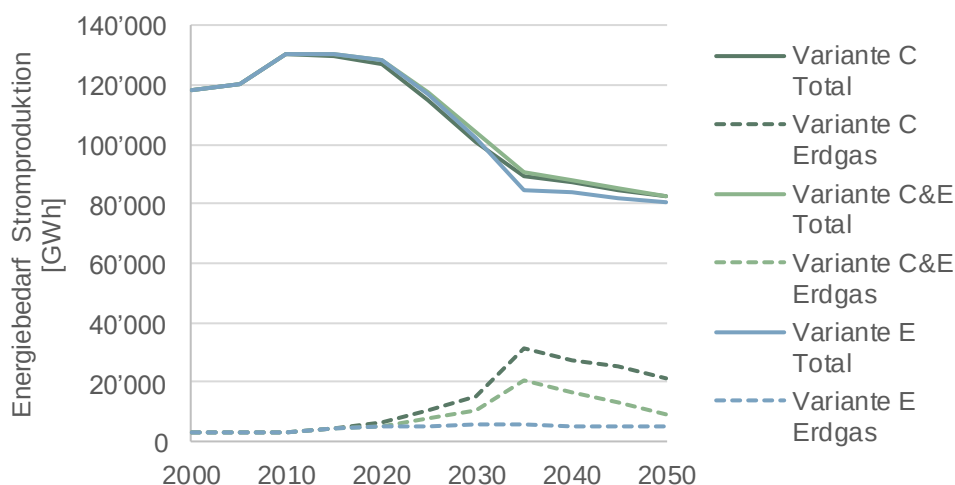


Abbildung 20: Schweizer Energiebedarf für die Stromproduktion im Umwandlungssektor nach Stromangebotsvarianten zwischen 2000 und 2050 gemäss Szenario Neue Energiepolitik (Quelle: BFE 2012)

Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme

Eine Studie des BFE zur Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme von 2011 hat die Entwicklung der zukünftigen Gas-Nachfrage ebenfalls modelliert. Es werden dabei im Business-As-Usual-Szenario die folgenden Annahmen getroffen: Die Anschlussquote von Neu- und Erweiterungsbauten sinkt bis 2050 von anfänglich 20 % auf 15 % und von anfänglich 40 % der Ölheizsanierenden wechseln bis 2050 nur noch 10 % zu einer Gasheizung. Diese hemmenden Faktoren werden durch einen Rückgang des mittleren Heizwärmebedarfs ergänzt. Damit ergeben sich in der Modellierung vier Zürcher Verteilnetze bereits im BAU-Szenario starke Rückgänge des Gasabsatzes von 45 – 61 %. In drei Effizienzszenerarien sinkt in Gebieten ohne Biogaseinsatz der Gas-Absatz sogar um bis zu 86 %.

Gasbranche

Eine Marktumfrage der Gasbranche im Jahr 2013 zeigt, welche Entwicklungen der Gasnachfrage von der Branche selbst in den nächsten 15 Jahren erwartet werden. So erwarten beispielsweise 79 % der Befragten eine Zunahme der Stromproduktion in bisher inexistenten grossen Gaskraftwerken um über 10 %. Auch in der Wärmeversorgung und bei der Nutzung von Gas als Treibstoff erwarten jeweils knapp 2/3 der Befragten eine Zunahme von über 10 %. In den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie wird jeweils von gut 60 % der Umfrageteilnehmenden von einer mehr oder weniger stabilen Entwicklung der Gasnachfrage ausgegangen. Dabei wird vor allem dem Einsatz von stromproduzierenden Heizungen ein grosses Potenzial zur Erhaltung der Absatzmengen beigemessen.

Eine Marktumfrage der Gasbranche im Jahr 2015 hat die Frage gestellt, welche mengenmässige Entwicklung der Gasnachfrage die Studienteilnehmer erwarteten. Während das Szenario Weiter wie bisher der Energieperspektiven 2050 eine Gasnachfrage von rund 24 TWh im Jahr 2050 prognostiziert, wird der Wert im Szenario Neue Energiepolitik nur auf 14 TWh geschätzt. Die Gasbranche zeichnet im Schnitt ein optimistischeres Bild – zwar wird bis 2050 ebenfalls ein Rückgang der Nachfrage erwartet, jedoch nur auf circa 28 TWh. Es ist zu bemerken, dass

der Gasverbrauch für die Stromproduktion in Grosskraftwerken in den Szenarien des Bundes nicht berücksichtigt wird. Damit könnte der Bruttoenergieverbrauch von Erdgas je nach Anzahl Kraftwerken um bis zu rund 30 TWh ansteigen. Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der erwarteten Gasverbräuche gemäss den verschiedenen Quellen.

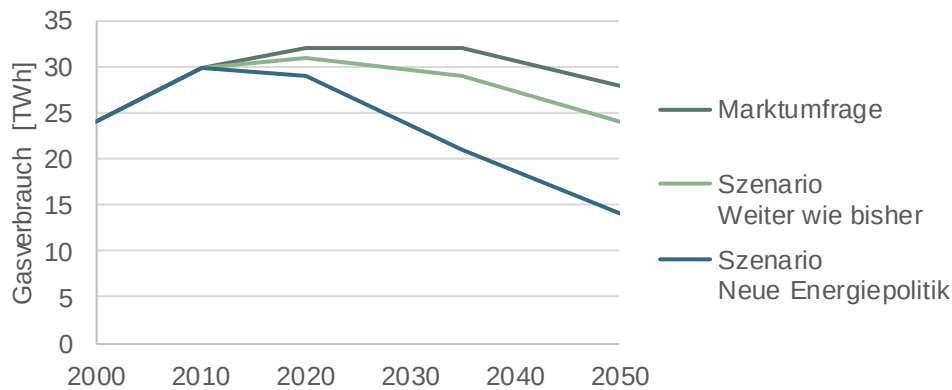


Abbildung 21: Erwartete Nachfrage nach Erdgas gemäss den Energieperspektiven 2050 des Bundes und einer Marktumfrage der Gasbranche (Quelle: EVU Partners, Gasmarkt Schweiz 2015, BFE 2012, Energieperspektiven 2050)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Keine zentralen Aussagen/Abstimmungen.

Quellen:

- BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme
- BFE 2012: Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2013
- EVU Partners: Gasmarkt Schweiz 2015

- d) Welche Alternativen zu Gas bestehen je nach Verwendungszweck und wie sind sie zu bewerten?

Übersicht

Dieses Kapitel zeigt nach Verwendungszweck die wichtigsten Alternativen zu Erdgas auf. Es werden sowohl Alternativen betrachtet, die unabhängig zur Gasinfrastruktur sind, als auch Alternativen, die weiterhin leitungsgebunden wären und in der bestehenden Infrastruktur genutzt werden könnten. Erdgas und seine Alternativen werden nach den Kriterien «Potenzial», «Beitrag an die CO₂-Reduktion», «tiefe Kosten pro kWh» und der Entwicklung der Kosten bewertet. Dies erlaubt pro Verwendungszweck eine Beurteilung des Stellenwerts von Gas vor dem Hintergrund der CO₂-Emissionsreduktionsziele. Das Potenzial entspricht einer Schätzung des wirtschaftlichen, zusätzlichen Potenzials.

Verwendungszweck	Beurteilung der Alternativen zu Erdgas
Raumwärme und Warmwasser	●●●●● Es bestehen bewährte Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas; Herausforderung bei Gebäuden mit geringer Hülleneffizienz und schwieriger Ausgangslage für Effizienzmassnahmen.
Prozesswärme	●● Nötige hohe Temperaturen, deshalb begrenzte Auswahl von Alternativen; Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas weisen begrenztes Potenzial auf. Im Vergleich der Verwendungszwecke weist Gas hier den höchsten Stellenwert auf.
Mobilität	●●●●● Elektro-Mobilität bietet breit anwendbare Alternative zu Benzin und Diesel mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas (sofern Strom aus erneuerbaren Quellen verwendet wird); Herausforderung beim Güterverkehr mit schweren Strassengüterfahrzeugen.
Stromerzeugung	●●●●● Bestehende Kraftwerke in der Schweiz mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas; Ausgleichsoptionen nötig zum Umgang mit Variabilität fluktuierender Energieträger.

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung der Alternativen zu Erdgas) bis ● (sehr negative Einschätzung der Alternativen zu Erdgas), (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Raumwärme und Warmwasser

Gasheizung und Alternativen	Potenzial	Beitrag CO ₂ -Reduktion	Tiefe Kosten pro kWh heute	Entwicklung Kosten pro kWh 2050
Erdgas	●●●●●	●●	●●●●●	↗
Biogas	●●	●●●	●●	↗
Erneuerbares synth. Gas	●●	●● – ●●●●●	●	↘
Heizöl	●●●●●	–	●●●●●	↗
Holz	●●	●●●●●	●●●	➡
el. Wärmepumpen	●●●●●	●●● – ●●●●●	●●●●●	↘
Fernwärmeverbund	●●●	●●●●●	●● – ●●●●●	↘
weitere (Solar, Hybridlösungen, Abwärme, Wasserstoff, etc.)	je nach Lösung			

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Im Verwendungszweck Raumwärme und Warmwasser bestehen bewährte Alternativen zu Erdgas: Fossile Energieträger sind grundsätzlich substituierbar. Eine Herausforderung bieten Gebäude mit geringer Hülleneffizienz, insbesondere wenn die Umsetzung von

Effizienzmassnahmen nicht oder nur bedingt möglich ist. Zudem sind die Potenziale von Wärmepumpen und Fernwärmeverbunden räumlich begrenzt.

Prozesswärme

Gas und Alternativen	Potenzial	Beitrag CO ₂ -Reduktion	Tiefe Kosten pro kWh heute	Entwicklung Kosten pro kWh 2050
Erdgas	●●●●●	●●	●●●●●	↗
Biogas	●●	●●●	●●	↗
Erneuerbares synth. Gas	●●	●● – ●●●●	●	↘
Heizöl	●●●●●	–	●●●●●	↗
Holz	●●	●●●●●	●●●	→
Abfall	●●	●●● – ●●●●	●●●●	→
weitere	je nach Lösung			

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Aufgrund der für Prozesswärme nötigen hohen Temperaturen stehen für diesen Verwendungszweck weniger Alternativen zur Verfügung. Es ist zwingend ein Brennstoff nötig. Alternativen mit besserer CO₂-Bilanz, insbesondere Holz oder Biogas, weisen ein beschränktes Potenzial auf. Zudem besteht in der Industrie eine tiefe Zahlungsbereitschaft für erneuerbare Wärme. Gas hat aus diesen Gründen für Prozesswärme vorerst noch einen höheren Stellenwert. Soll langfristig auch die Bereitstellung von Prozesswärme auf erneuerbare Energien umgestellt werden, müssten die beschränkt verfügbaren erneuerbaren Brennstoffe konzentriert in diesem Sektor eingesetzt werden.

Mobilität

Gas und Alternativen	Potenzial	Beitrag CO ₂ -Reduktion	tiefe Kosten pro kWh heute	Entwicklung Kosten pro kWh 2050
Erdgas	●●●●●	●●	●●●●●	↗
Biogas	●●	●●●	●●	↗
Erneuerbares synth. Gas	●●	●● – ●●●●	●	↘
Benzin und Diesel	●●●●●	–	●●●●	↗
Strom	●●●●	● – ●●●●●	●●●●	↗
Wasserstoff	●●●	● – ●●●●●	●●	↗
weitere	je nach Lösung			

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Die Nutzung von Strom in der Elektro-Mobilität stellt zur Substitution von Benzin und Diesel eine valable Alternative dar. Das BFE geht davon aus, dass die Elektromobilität ab 2021 am günstigsten ist. Bei Verwendung von erneuerbarem Strom bietet die Elektro-Mobilität die Möglichkeit, die Mobilität zu dekarbonisieren. Einen Stellenwert hat Gas in Mobilitätsanwendungen, wo der Einsatz von Strom oder Wasserstoff (noch) herausfordernd ist, bspw. beim Güterverkehr mit schweren Strassengüterfahrzeugen. Das kleine Fahrzeugangebot ist momentan jedoch noch hemmend.

Stromerzeugung

Heute			
Gas und Alternativen	Potenzial	Beitrag CO ₂ -Reduktion ³	Tiefe Kosten pro kWh
Erdgas: WKK	●●●●●	●●	● – ●●●
Erdgas: GuD	●●●●●	●●	●●●
Biogas (WKK)	●●	●●●	●●
Erneuerbares synth. Gas (WKK)	●●	●● – ●●●●	●
Wasserkraft	●●	●●●●●	●●●●
Kernenergie	●●●●●	●●●●●	●●●●
Photovoltaik	●●●●●	●●●●●	●●●
Windkraft	●●	●●●●●	●●●
Biomasse und Abfall	●	●●● – ●●●●●	●●
Import	●●●●●	●	●●●●
weitere	je nach Lösung		

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

3 Systemgrenzen: Beitrag zur globalen CO₂-Reduktion

2050			
Gas und Alternativen	Potenzial	Beitrag CO ₂ -Reduktion ⁴	Tiefe Kosten pro kWh
Erdgas: WKK	●●●●●	●●	●● – ●●●
Erdgas: GuD	●●●●●	●● – ●●●	●●●●
Biogas	●●	●●●	●●
Erneuerbares synth. Gas	●●	●● – ●●●●	●
Wasserkraft	●●	●●●●●	●●●●
Kernenergie	–	●●●●●	●●●●
Photovoltaik	●●●●●	●●●●●	●●●●
Windkraft	●●	●●●●●	●●●●
Biomasse und Abfall	●	●●●● – ●●●●●	●●●
Import	●●●●●	●●●	●●●●
weitere	je nach Lösung		

Bewertung mit einem 5-Punkte System von ●●●●● (sehr positive Einschätzung: Grosses Potenzial; hoher Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; tiefe Kosten) bis ● (sehr negative Einschätzung: Geringes Potenzial; niedriger oder kein Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen; hohe Kosten) (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Zusammenfassung: Zur Stromerzeugung besteht ein Portfolio von Technologien mit einem deutlich höheren Beitrag an die CO₂-Reduktion als der Einsatz von Erdgas. Der Einsatz von fluktuierenden Energieträgern wirft die Frage auf, wie mit dieser Variabilität umgegangen wird. Die Verfügbarkeit von Ausgleichsoptionen spielt dabei eine wichtige Rolle. Eine solche Ausgleichsoption sind Pumpspeicherkraftwerke, potenziell aber auch die Erzeugung von erneuerbarem Gas. Bei GuD-Anlagen in der Schweiz ist für die Wirtschaftlichkeit essentiell, wie die CO₂-Emissionen kompensiert werden. Bis 2050 steigen teilweise die potenziellen Beiträge zur CO₂-Reduktion, wie auch die Wirtschaftlichkeit. Insbesondere beim Import-Strom dürfte sich die Klimabilanz signifikant verbessern. Eine explizite Behandlung des Umgangs mit fluktuierenden Energieträgern und eine Differenzierung von Sommer und Winter wird Teil der Bildung der Szenarien sein.

4 Systemgrenzen: Beitrag zur globalen CO₂-Reduktion

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
Raumwärme und Warmwasser	15	0	0
1. Es bestehen bewährte Alternativen mit besserer CO ₂ -Bilanz als Erdgas.			
2. Herausforderungen bestehen bei Gebäuden und Gebieten mit schwieriger Ausgangslage für den Einsatz von lokal verfügbaren erneuerbaren Energien (beispielsweise Denkmalschutz- und Umweltvorschriften, geringe Potenziale lokaler erneuerbarer Energieträger). In diesen Gebieten kann der Einsatz von erneuerbarem Gas im Verteilnetz eine Alternative bieten.	15	0	0
Prozesswärme	15	0	0
3. Für Hochtemperatur-Prozesse lassen sich aus heutiger Sicht kaum Alternativen zu Brennstoffen finden.			
4. Erdgas weist eine bessere CO ₂ -Bilanz als die anderen fossilen Energieträger auf.	15	0	0
5. Andere Brennstoffe aus erneuerbaren Energiequellen und Siedlungsabfälle haben eine bessere CO ₂ -Bilanz als fossile Brennstoffe.	15	0	0
Mobilität	15	0	0
6. Mit der Elektro-Mobilität besteht eine ernsthafte Alternative zu Benzin, Diesel und Erdgas			
7. Erneuerbare Mobilität ist mit Elektrizität, flüssigen Treibstoffen, Wasserstoff und Gas aus erneuerbaren Quellen machbar.	15	0	0
Zubau Stromerzeugung	15	0	0
8. Es bestehen erneuerbare Alternativen zur fossilen Stromerzeugung.			
9. Diese Alternativen fallen mehrheitlich fluktuierend an (Photovoltaik, Wind). Herausforderungen bestehen insbesondere in Zeiten von geringem Windaufkommen und geringer Sonneneinstrahlung (Dunkelflaute) und in Bezug auf die mittelfristig beschränkten Transportkapazitäten.	15	0	0
10. Diese Alternativen fallen in der Schweiz grösstenteils im Sommer an. Für die Stromversorgung im Winter ist die Schweiz auf Energieträger aus dem europäischen Raum angewiesen.	15	0	0
11. Erdgas kann nur vorübergehend eine Option zum Ausgleich fluktuierender Energieträger sein. Langfristig kann erneuerbares Gas eine Option sein.	15	0	0

Quellen:

- BAFU 2012: *Energieholzpotenzial der Schweiz*
- eicher+pauli 2014: *Weissbuch Fernwärme Schweiz*
- EnergieSchweiz 2015: *Preise von Luft/Wasser Wärmepumpen*
- PSI 2017: *Potenzial von Stromproduktionsanlagen*
- VSG 2017: *Jahresbericht 2017*
- Verteil- und Speicherinfrastruktur

1.3 Faktensammlung

a) Länge Verteilnetze in der Schweiz

Das Schweizer Erdgasnetz wird in das Transportnetz (über 5 bar) und das Verteilnetz (bis 5 bar) unterteilt. Während das Transportnetz Ende 2016 2'243 km lang war, besass das Verteilnetz eine Gesamtlänge von 17'648 km. 4'693 km davon werden zwischen 1 – 5 bar betrieben. Mit 12'955 km der grösste Teil des Verteilnetzes besteht aus Leitungen unter 1 bar. Das gesamte Verteilnetz ist in den letzten 10 Jahren 17 % länger geworden (s.

Abbildung 22). Während bei einzelnen Gasversorgungsunternehmen vor allem punktuelle Ausbauten zur Umstellung von einzelnen Arealen (oft Gewerbe und Industrie) von Öl auf Gas gemacht werden, lässt sich in anderen Versorgungsgebieten ein moderater, aber ungebrochener Ausbau des gesamten Verteilnetzes beobachten.

Der Gasendverbrauch im gleichen Zeitraum beträgt zwischen knapp 28'000 und 33'500 GWh pro Jahr. Die Gegenüberstellung zeigt, dass sich die Länge der Verteilnetze und der Gesamtverbrauch im Mittel ähnlich entwickelt haben.

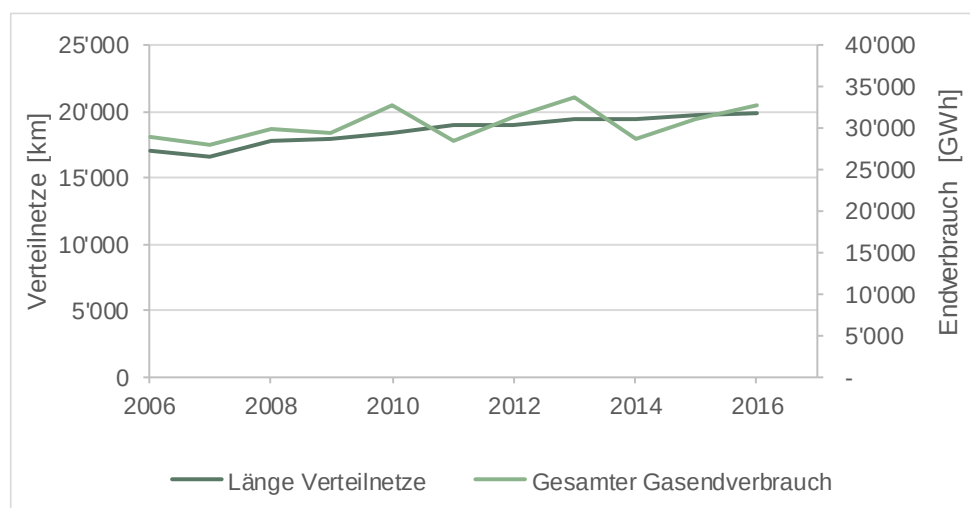


Abbildung 22: Entwicklung der Gesamtlänge des Schweizer Verteilnetzes und des gesamten Gasendverbrauchs von 2006 bis 2016 (Quelle: VSG 2017 für Verteilnetz und BFE 2017 für Endenergieverbrauch)

Die maximale Einspeisekapazität des Schweizer Gasnetzes beträgt rund 960 GWh pro Tag. Die Kapazität der Speicher (inkl. Verteil- und Transportnetz) beträgt 77.3 GWh, die maximale Nachfrage 269.3 GWh pro Tag.

Informationen zur Speicherkapazität des Verteilnetzes sind in Kapitel h) zur Speicherung von Gas in der Schweiz aufgeführt.

Quellen:

- BFE 2016: Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas
- BFE 2014: Risikoverteilung Erdgasversorgung

- *BFE 2017: Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 – 2016 nach Verwendungszwecken*
- *VSG 2017: Jahresstatistiken 2010 – 2017*

b) n-1 Kriterium bei Verteilnetzen

In der Netzplanung spricht man vom (n-1) Kriterium oder der (n-1) Sicherheit. Sie besagt, dass in einem Netz die Netz- und Versorgungssicherheit auch dann gewährleistet bleiben soll, wenn eine der Netzkomponenten ausfällt. Dazu bedarf es einer gewissen Redundanz im System.

Für die Gasinfrastruktur wird in der EU das (n-1) Kriterium zum Beispiel so ausgelegt, dass bei Einhaltung des Kriteriums eine Gasinfrastruktur die technische Kapazität besitzt, die gesamte tägliche Gasnachfrage in einem berechneten Gebiet bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur während eines Tages mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (statistische Eintrittswahrscheinlichkeit: einmal in 20 Jahren) zu decken.

Die gesamte Einspeisekapazität beträgt 960 GWh pro Tag. Dazu kommt eine angenommene Ausspeisekapazität der Speicher von 22 GWh. Beim Ausfall der grössten Schweizer Einzelinfrastruktur (Messstation Wallbach), deren Einspeisekapazität rund 570 GWh pro Tag beträgt, verbleibt eine Netzkapazität von 412 GWh pro Tag. Diese übersteigt die Nachfrage aller Konsumenten (269.3 GWh pro Tag) um das Anderthalbfache (Formel N-1 = 153 %). Somit hält die Infrastruktur den Anforderungen auch unter Extrembedingungen (z.B. 7 aufeinanderfolgende Tage mit extremen Temperaturen und Spitzenlast oder 30-tägiger Ausfall der Messtation Wallbach im Winter) stand. Gemäss einem Bericht des BFE in Anlehnung an die erwähnte EU-Verordnung entspricht das Schweizer Gasnetz damit den Standards der Versorgungssicherheit.

Quellen:

- *BFE 2014: Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz*
- *BFE 2016: Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas*
- *EU-Verordnung 994/2010: [Link](#)*
- *Glossar zum Netzausbau: [Link](#)*

c) Eigentumsverhältnisse Verteilnetze

Die Verteilnetze gehören in aller Regel lokalen Gasversorgungsunternehmen an, die grösstenteils im Besitz der öffentlichen Hand sind. Quantitative Angaben wurden hier keine gefunden.

Quelle:

- *BFE 2016: Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber*

d) Alter und Lebensdauer

Informationen zum Alter und der bisherigen Lebensdauer des Schweizer Verteilnetzes wurden im Detail keine gefunden. Als Gedankenstütze ist in

Abbildung 23 der Schweizer Gas Endverbrauch seit 1930 dargestellt. Die Entwicklung lässt vermuten, dass der Grossteil der Schweizer Verteilnetze zwischen 1970 und 2010 gebaut wurde. Daraus lässt sich «nur» ableiten, dass das Alter der Leitungen vermutlich sehr unterschiedlich ist und mehrheitlich zwischen 15 und 45 Jahren liegt. Wie aber

Abbildung 22 zeigt, sind einige Leitungen auch gerade erst frisch verlegt worden.

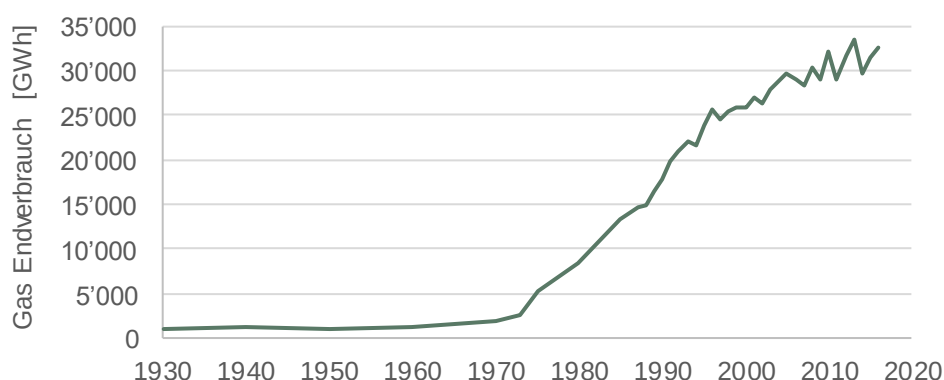


Abbildung 23: Entwicklung des Schweizer Gas Endverbrauchs in GWh von 1930 bis 2016 (Quelle: BFE 2017)

Quelle:

— BFE 2017: Gesamtenergiestatistik 2016

e) Abschreibungsdauer

In der Schweiz gibt es heute noch keine gesetzlichen Vorgaben zur Abschreibungsmethodik der Gasnetzbetreiber. Es bestehen mit dem Nemo-Manual⁵ und dem Dokument «Entgelte für regionale und überregionale Zonen» jedoch zwei Branchendokumente dazu. Darin wird eine lineare Abschreibung über die Nutzungsdauer vorgesehen. Einige der vorgegebenen branchenüblichen Nutzungsdauern sind in Tabelle 4 ersichtlich.

Anlagenbezeichnung	Richtwert Abschreibungsdauer
Leitungen (alle Typen)	50 Jahre
Zähler (Haushalte, Gewerbe, Industrie)	Eichfrist
Speicher (Kugelspeicher / Röhrenspeicher)	40 Jahre / 50 Jahre

⁵ Das Nemo-Manual ist eine integrierte Beilage zur «Vereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas» (Verbändevereinbarung) und definiert Branchen-Standards für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen. Es wird vom VSG herausgegeben.

Tabelle 4: Branchenübliche Richtwerte für Abschreibungsdauern von Gasnetzanlagen (Quelle: VSG 2016)

Eine Marktumfrage der Gasbranche 2017 hat ergeben, dass die Studienteilnehmer eine Lockerung der fix vorgegeben Abschreibungsdauern begrüßen würden. Am meisten wurde gewünscht, dass bezüglich der Nutzungsdauern grosszügige Bandbreiten zur Anwendung gelangen. Damit würde den Unternehmen mehr Flexibilität zugestanden, um unter anderem auf die Unsicherheit zu reagieren, ob die Gasinfrastruktur und besonders Verteilnetze mittelfristig überhaupt noch wirtschaftlich betrieben werden können.

Quellen:

- BFE 2015: *Frontier Economics, Studie betreffend Netzkosten und Netztarife*
- EVU Partners 2017: *Gasmarkt Schweiz 2017*
- VSG 2016: *Nemo – Basisdokument - Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen*

f) Typische Renditen auf Verteilnetzen

Genaue Informationen zur aktuellen Situation bezüglich Renditen auf Verteilnetze sind mangels Transparenz nicht bekannt. Gemäss Aussagen einzelner Marktteilnehmer sind die Renditen jedoch attraktiv. Allgemein kann gesagt werden, dass die Finanzierungssituation für Gasnetzbetreiber recht gut ist, da Fremdkapital gegenwärtig zu sehr tiefen Zinsen aufgenommen werden kann.

Wie für die Abschreibungsmethodik gibt es in der Schweiz derzeit keine gesetzliche Vorgabe für die Bestimmung der Finanzierungskosten. Es wird zwischen vorgelagerten und lokalen Netzebenen unterschieden. Auf der Ebene der vorgelagerten Netze besteht eine einvernehmliche Regelung zwischen Hochdrucknetzbetreibern und dem Preisüberwacher. Auf Verteilnetzebene können Unternehmen individuell entscheiden, wie sie auf Grund ihrer finanziellen und sachlichen Voraussetzungen die Kapitalverzinsung festlegen. Dadurch ergeben sich grosse Unterschiede zwischen den Unternehmen.

Das Nemo-Manual empfiehlt für die Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes einen gewichteten kalkulatorischen Zins (weighted average capital cost, WACC). Der WACC soll die Kosten für Eigen- und Fremdkapital der Gasnetzbetreiber zur Finanzierung der Gasinfrastruktur decken. Er soll jedoch auch einen Anreiz bieten, die Finanzierung zu optimieren und sich zu geringeren Fremdkapitalzinsen zu finanzieren als im WACC erwartet. Eine allfällige Differenz bleibt den Gasnetzbetreibern als Rendite.

Das Manual empfiehlt für lokale Netze den Kapitalkostenansatz von 5.14 %. Dieser liegt höher als der WACC auf der Ebene der vorgelagerten Netze, was mit verschiedenen Risikoprofilen der Netzebenen zu tun habe. Eine Marktumfrage der Branche im Jahr 2017 zeigt, dass die Branche im Schnitt einen WACC von 4.98 % für lokale Netze als angemessen beurteilt (tiefer als 2015). Die Höhe des WACC gewinnt vor allem im Zusammenhang mit einer künftigen gesetzlichen Regulierung des Gasmarkts stark an Bedeutung.

Quellen:

- *BFE 2015: Frontier Economics, Studie betreffend Netzkosten und Netztarife*
- *EVU Partners 2017: Gasmarkt Schweiz 2017*

g) Anteil Netzkosten am Gesamtpreis

Der Anteil des Netzpreises am Gesamtpreis ist stark vom Versorgungsgebiet abhängig. Auch die Schätzungen des Preisanteils verschiedener Quellen divergieren stark.

Schätzungen für Gasendpreise in der Schweiz (Vorsteuerpreise, also um Steuer und Abgaben bereinigt) gehen je nach Kundengruppe von rund 5 bis 7.5 Rp./kWh aus.

Eine Studie des BFE von 2011 zur Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme präsentiert empirische Daten von Netzpreisanteilen in vier verschiedenen Zürcher Versorgungsgebieten im Jahr 2008. Dort bewegen sich die Anteile der spezifischen Netzkosten am Gesamtpreis zwischen 13 % und 21 %.

In einer weiteren Studie des BFE von 2016 in der Schweiz auf 2.5 bis 3 Rp./kWh geschätzt. Damit beträgt der Anteil des Netzpreises am Gesamtpreis schätzungsweise zwischen 30 % und 60 %.

Spezifischen Netzkosten für Industriekunden wurden im Jahr 2017 erhoben und belaufen sich auf zwischen 0.7 und 1.8 Rp./kWh (nationale, regionale und lokale Netznutzung Schweiz ohne Mehrwertsteuer, BFE 2017). Dies ergibt einen Anteil von zwischen 10 % und 35 %. Dieser beinhaltet jedoch die internationalen Netzkosten nicht.

Quellen:

- *BFE 2011: Die Zukunft leitungsgebundener Energieversorgungssysteme*
- *BFE 2016: Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes*
- *BFE 2017: Vergleich der Netznutzungsentgelte: Analyse der Einflussfaktoren auf die Entgelte für schweizerische und deutsche Gasnetze.*

h) Speicherung von Gas in der Schweiz

Pflichtlagerhaltung

Zur sicheren Versorgung der Schweiz besteht rechtlich unter anderem eine Pflichtlagerhaltung für Erdgas im Umfang von 4.5 Monatsumsätzen (BWL 2015). Die Pflichtlagerhaltung von Erdgas stützt sich auf das Landesversorgungsgesetz LVG und die Erdgaspflichtlagerverordnung. Die Lagerung wird für die Importeure von der Pflichtlagerorganisation «provisiogas» übernommen. Im Grundsatz sind die Pflichtlager in Form von Erdgas zu halten. Da die Voraussetzungen in der Schweiz dafür aus geologischen und wirtschaftlichen Gründen nicht gegeben sind, wird die Pflicht in Form von einer Lagerung von Heizöl extra leicht erfüllt. Dies ist möglich, da ein Teil der Gas-Grosskunden Zweistoffanlagen betreiben, die im Falle von Versorgungsstörungen von Erdgas auf Heizöl umgestellt werden können.

Speicherformen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die heute gängigen Speicherformen und deren Nutzungszwecke

Speicherform	Aquifer / Porenspeicher	Salzkavernen / Felskavernen / LNG	Röhren-, Kugelspeicher, Linepack (Speicherung im Netz)
Speicher- volumen	Gross, 1'000 Mio. Nm ³	Mittel, 25 – 60 Mio. Nm ³	Klein, 0.02 – 2 Mio. Nm ³
Kosten	Tief	Hoch	Sehr hoch
Nutzungszweck	- Saisonale Speicherung - Strategische Reserve in Versorgungskrise, garantiert Unabhängigkeit von Westeuropa gegenüber Lieferländern	- Spitzenlastversorgung (Peakshaving) bis 30 Tage bei Kältespitzen - Für Schweiz auch strategische Reserve bei Versorgungsengpässen	- Tageausgleich - Spitzenlastversorgung für Lokalnetz, bei Kältespitzen max. 2 Tage

Tabelle 5: Speicherformen (GVM 2016)

Speicherung in der Schweiz

Die Speicherung von Gas erfolgt heute in der Schweiz mittels Netzpuffer (line pack) sowie in Kugel- oder Röhrenspeichern. Die Speicherung im Netz selber wird aufgrund von nutzbaren Druckschwankungen ermöglicht. Tabelle 6 zeigt die Speicherkapazität der verschiedenen Netzkomponenten in der Schweiz. Die physisch in der Schweiz liegenden Kapazitäten sind sehr gering. Zum Peakshaving in Kältespitzen und zur Absicherung gegen Versorgungsstörungen ist die Schweiz an einem französischen Erdgasspeicher in Etrez (Frankreich) beteiligt, das mit 1,5 TWh über 90 % der «Schweizer» Kapazität ausmacht. Die Speicherquote für Gas (Speicherkapazität geteilt durch Jahresverbrauch) beträgt für die Schweiz rund 5 %.

Das Verteilnetz trägt nur einen sehr geringen Anteil bei und ist damit für die (saisonale) Speicherung irrelevant. Die Jahresdurchschnittsleistung des Schweizer Gas Bruttoenergieverbrauchs von 4.1 GW könnte mit der Speichermenge des inländischen Netzes (Netzatmung in allen Netzstufen, Kugel- und Röhrenspeicher) für knapp einen Tag gedeckt werden.

Art der Speicherung	Speicherkapazität [GWh]
Transitleitung	(14.4)
Transportnetz	28.4
Verteilnetz	0.2
Kugel- und Röhrenspeicher	48.7
Beteiligung an Erdgasspeicher in Etrez (F), Salzkaverne	1'510.0
Total	1'587 – 1'602

Tabelle 6: Speicherkapazität des Schweizer Erdgasnetzes. Die Speicherkapazität der Transitleitung entspricht der Speicherkapazität des von Swissgas gehaltenen Anteil von 27.3 % an der Leitung. Es ist nicht abschliessend geklärt, inwieweit diese als Speicher genutzt werden kann (Quelle: IET 2016)

Speicherung in Nachbarländern

In benachbarten Ländern sind die Speicherkapazitäten und -quoten für Gas viel grösser als in der Schweiz (siehe Tabelle 7). In den Nachbarländern bestehen grosse Poren- und Kavernenspeicher, die auch eine saisonale Speicherung erlauben. In jedem Land (ausser Liechtenstein) ist die Speicherkapazität deutlich höher als der Schweizer Jahresverbrauch (Faktor 3 bis Faktor 8).

Land	Speicherkapazität [GWh]	Jahresverbrauch 2015 [GWh]	Speicherquote
Schweiz	1'600	31'400	5 %
Deutschland	260'300	667'700	39 %
Frankreich	134'600	355'000	38 %
Italien	187'600	433'600	43 %
Österreich	94'600	60'300	157 %

Tabelle 7: Speicherkapazität des Erdgasnetzes in der Schweiz und in ihren Nachbarländern (Quellen: IEA 2018; IET 2016; GSE 2016)

Speicherung in Europa im Jahresverlauf

«Gas Infrastructure Europe» (GIE) repräsentiert Gasunternehmen aus 26 europäischen Ländern und stellt Daten zur Gasspeicherung in Europa zur Verfügung. Die Zahlen für 2018 zeigen, dass die Speicher ihren Höchststand im Oktober/November erreichen (siehe Abbildung 24, entspricht rund 85% Füllstand). Eingespiessen wird vor allem von April bis und mit September (siehe Abbildung 25). Die Einspeisekapazität liegt bei rund 11'500 GWh/d und wird im Monatsdurchschnitt nicht einmal zur Hälfte in Anspruch genommen.

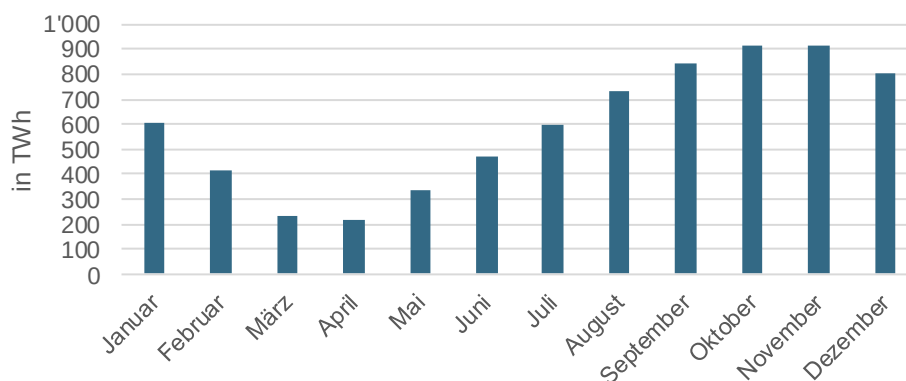


Abbildung 24: Durchschnittliche monatliche Speicherstand der Erdgasspeicher in Europa im Jahr 2018 (Quelle: agsi.gie.eu)

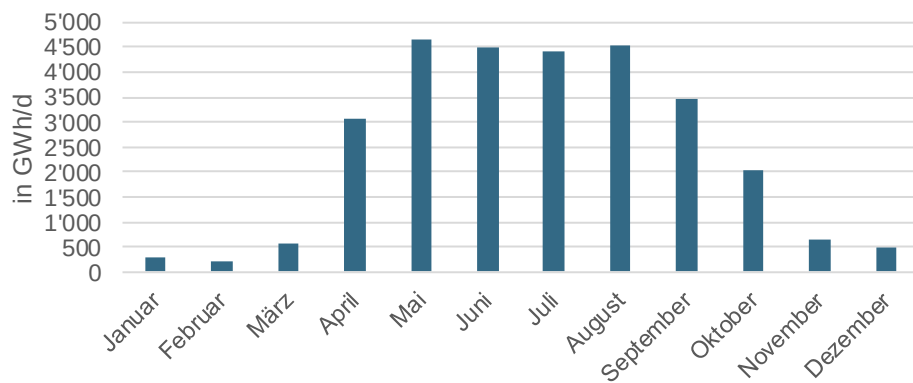


Abbildung 25: Über den Monat gemittelte tägliche Einspeisung in die Speicher im Jahr 2018
(Quelle: agsi.gie.eu)

Quellen:

- Bund: Landesversorgungsgesetz LVG ([Link](#))
- Bund: Erdgaspflichtlagerverordnung ([Link](#))
- BWL 2015: Bericht zur Vorratshaltung 2015
- GSE 2016: Statistics European Storage
- GVM 2016: Speicherung von Erdgas, Vortrag an der Gastagung 2016
- IEA 2018: Statistics, [Link](#) (Beispiel Endenergieverbrauch Frankreich, andere Länder aus Abfrage der Datenbank)
- IET 2016: Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz
- Website: agsi.gie.eu

i) Verteilung Gasabsatz über Verteilnetze

Es wurde keine quantitativen Angaben dazu gefunden, wieviel Prozent der Energiemenge über die 10 % am stärksten genutzten Verteilnetzleitungen verläuft.

1.4 Offene Fragen

- a) Welches sind die wichtigsten Treiber, die heute zu einem Ausbau oder zur Stilllegung eines Verteilnetzes führen?

Die wichtigsten Treiber sind generell die gleichen wie für die künftige Gasnachfrage (siehe Kapitel 1.2b)). Die Treiber wirken sich jedoch teils unterschiedlich auf die Gasnachfrage und die Gasinfrastruktur aus.

Die politischen Entscheide der Gemeinden haben bei der Gasinfrastruktur meist noch eine wichtigere Rolle als bei der Gasnachfrage. Die Gemeinden entscheiden über kommunale Energieplanungen, Investitionen sowie Desinvestitionen in Verteilnetze und über die Finanzierung der Investitionen.

Ein weiterer Treiber sind die kantonalen Richtpläne für Energie, welche vorgeben, welche Themen ein kommunaler Energierichtplan abdecken muss. In der Praxis zeigt sich aber, dass sich Gemeinden beim Ausbau der Gasversorgung nicht immer an den kantonalen Richtplan halten.

- b) Welches ist der finanzielle Wert der Verteilnetze?

Grundlegende Aspekte

Bezüglich dem Wert des Verteilnetzes werden in der Praxis oft der Buchwert und der Ertragswert verwendet. Der Buchwert zeigt den finanziellen Wert der Infrastruktur, der in der Bilanz des Eigentümers steht. Der Buchwert sollte nach dem Grundsatz von «true and fair» bestimmt werden, den realen Wert zeigen und somit keine stillen Reserven beinhalten. Der Buchwert ermittelt sich unter Berücksichtigung von Investitionen (Anschaffungskosten), allfälligen Desinvestitionen und den jährlichen Abschreibungen, das heisst anhand von Bestandsgrössen. Da die Abschreibungen in der Praxis oft linear erfolgen, d.h. ohne Berücksichtigung relevanter Rahmenbedingungen, die einen Einfluss auf den Wert der Infrastruktur haben können (z.B. Verkürzung der Abschreibungsdauer aufgrund geplanter Stilllegungen), zeigen die Buchwerte teils nicht die realen Werte der Infrastruktur.

Der Ertragswert ermittelt sich anhand von künftigen Erträgen, d.h. von Flussgrössen. Die ermittelten Werte hängen stark von den angenommenen Faktoren, d.h. der künftigen Nachfrage, den künftigen Gaspreisen, der Bruttomarge und dem internen Zinssatz ab. Der Ertragswert hängt stark von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab, da diese einen grossen Einfluss auf künftige Erträge und die Bruttomarge haben. Somit sollten sie bei der Berechnung des Ertragswerts angemessen berücksichtigt werden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass Veränderungen am Verteilnetz oder deren Bewirtschaftung nicht nur einen Einfluss auf den Wert des Verteilnetzes haben, sondern auch auf den Wert der vorgelagerten Netze.

Finanzieller Wert der Schweizer Gasinfrastruktur

In verschiedenen Dokumenten beziffert der VSG den Wiederbeschaffungswert der Schweizer Gasinfrastruktur zwischen CHF 15 und 20 Mia. Die Methodik der Berechnung und die zugrunde liegenden Annahmen sind nicht bekannt.

Eine einfache Ermittlung des Wert des gesamten Verteilnetzes ergibt einen kalkulatorischen Buchwert von rund CHF 4.5 Milliarden. Die Berechnung basiert auf folgenden Grundlagen:

- Länge des gesamten Verteilnetzes (VSG Jahresstatistik 2010 – 2017): 17'648 km
- Angenommener kalkulatorischer Buchwert CHF 250 pro Laufmeter, basierend auf: angenommenen Investitionskosten von CHF 500 pro Laufmeter und der Annahme, dass die Verteilnetze zur Hälfte abgeschrieben sind.

Weitere Informationen zum gesamten Wert des Verteilnetzes konnten nicht gefunden werden.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Der kalkulatorische Buchwert der Gasinfrastruktur beträgt geschätzt rund 4.5 Milliarden Franken. ⁶	15	0	0
2. Mit dem Verteilnetz verbunden sind sowohl energie- und klimapolitische als auch ökonomische Aspekte.	14	1	0
3. Die lebensdauer-basierte Ermittlung der Werte (Buchwert und kalkulatorischer Buchwert) sind risikobehaftet.	15	0	0

Quellen:

- VSG 2016, *Bedeutung der Gasinfrastruktur für die Umsetzung der Energiestrategie 2050*
- VSG 2017, *Erdgas / Biogas, die Energie*
- VSG Jahresstatistiken 2010-2017

c) Wie werden sich die Speicherkapazitäten für Gas in Zukunft ändern?

Schweiz

Die heute möglichen Speichertechnologien sind im Kapitel 1.3h) beschrieben. In der Schweiz war länger ein Projekt von vier Kavernenspeichern im Grimselgebiet ob Innertkirchen geplant (Aushöhlung des Felsen und Auskleidung mit Stahl). Die Kavernen hätten etwa je eine Speicherkapazität von 280 GWh. Damit hätte eine einzige Kaverne schon mehr Kapazität als die heute bestehenden Kapazitäten im Transportnetz sowie in den Röhren- und Kugelspeichern. Das Projekt wird jedoch derzeit nicht weiterverfolgt (Stand 2019). Ein Projekt in Oberwald befindet sich derzeit in Evaluation. Planung, Bewilligung und Bau würden noch viele Jahre in Anspruch nehmen.

Ein weiteres Projekt in Planung ist ein LNG-Speicher am Rhein bei Muttenz mit einer Kapazität von rund 275 GWh. Die Erstellung eines Hubs zur Lieferung erneuerbarer Gase an

⁶ Der geschätzte Wert ergibt sich aus der Länge des Verteilnetzes von rund 17'650 km und einem durchschnittlichen Buchwert von 250 Fr. pro Laufmeter.

Verteilnetzbetreiber an diesem Standort steht zur Diskussion. Dieses Projekt ist momentan auf Stufe Vorprojekt.

Würden diese beiden Projekte realisiert, würde sich die Speicherkapazität der Schweiz knapp verdoppeln und damit die Speicherquote (Speicherkapazität zu Jahresverbrauch) von 5% auf 10% erhöhen. Beide Speicher würden im vorgelagerten Netz angegliedert werden und die Speicherkapazität des Verteilnetzes nicht vergrössern.

Zusätzlich zu diesen Projekten könnte in Zukunft die Speicherung von Compressed Natural Gas (CNG, komprimiertes Erdgas) eine weitere Option für kurz- bis mittelfristige Speicherung darstellen. CNG selbst wird als Treibstoff genutzt.

EU-28

In der EU stehen neben den Speichertechnologien, die in der Schweiz genutzt werden, auch noch Porenspeicher und Salzkavernen zur Verfügung. Die Speicherung mit Porenspeicher ist relativ günstig. Somit ist zu erwarten, dass bei einem erhöhten Speicherbedarf, dieses Speicherpotenzial genutzt wird. Zurzeit ist in der EU-28 ein Speichervolumen von rund 284 TWh geplant oder im Bau. Dies entspricht rund 20% des heutigen Speichervolumens. Wie sich der Speicherbedarf entwickeln wird, ist von verschiedenen Faktoren abhängig, u.a. ob erneuerbare synthetische Gase in Zukunft eine wirtschaftlich interessante Komponente im Energiesystem sein wird.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Die Speicherung in der Schweiz ist verhältnismässig teuer.	15	0	0
2. Die heutigen Speicherkapazitäten in der Schweiz sind klein und dienen nur der kurzfristigen Speicherung.	15	0	0
3. Die Speicherkapazitäten im Ausland sind heute gross.	15	0	0
4. Die grossen Porenspeicher erlauben eine kostengünstige Speicherung.	15	0	0

Quellen:

- *Gas Storage Europe 2016, Technical working gas volume and number of underground gas storage facilities per type*
- *GVM, Hans Wach 2016, Speicherung von Erdgas*

d) Welche Zeiträume müssen für einen Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes eingeplant werden?

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Zeitbedarf für den Ausbau und eine Stilllegung eines Verteilnetzes.

Kategorie	Beschreibung	Zeitbedarf
Kleiner Ausbau	Anschluss neuer Kunden an bestehende Leitungen oder Ausbau des Netzes in neue Strassenzüge	- Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: Einige Monate bis wenige Jahre
Grosser Ausbau	Ausbau des Netzes in ein neues Quartier oder Gemeinden	- Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: 2 – 5 Jahre
Stilllegung		- Beschluss und Planung: Einige Monate bis wenige Jahre - Umsetzung: max. 20 - 25 Jahre, kann durch Kompensationszahlungen verkürzt werden (eine Kompensationspflicht besteht nur, wenn Verträge verletzt werden).

Tabelle 8: Grobe Schätzung für den Zeitbedarf verschiedener Bauvorhaben im Verteilnetz (Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes)

Die Erfahrung verschiedener Gasversorger zeigt, dass die Herausforderungen in Stilllegungsprojekten mehr auf der kommunikativen als auf der technischen Ebene liegen. Kurzfristig kommunizierte Stilllegungen sind wegen der hohen Gefahr von Verzögerungen durch rechtliche Verfahren unrealistisch.

Beispiel Stilllegung der Gasversorgung in Zürich Nord:

- Beschluss des Stadtrats von 1992: Langfristig soll nur ein einziger leitungsgebundener Energieträger im Gebiet bestehen bleiben, nämlich die Fernwärme.
- 2011 hat Energie 360° AG (ehemals Erdgas Zürich) in Absprache mit der Stadt Zürich einen Fahrplan für die Stilllegung der Erdgas-Leitungen im Fernwärmegebiet Zürich-Nord ausgearbeitet.
- In der Stadt Zürich muss eine Stilllegung in der Regel mindestens 15 Jahre vor Umsetzung kommuniziert werden. Die erste Kommunikation des Vorhabens erfolgte bereits 1992. Systematisch informiert wurden die Bürger über die Stilllegung der Gasversorgung aber erst im September 2011.
- Die etappenweise bzw. quartierweise Stilllegung der Gasversorgung erfolgt zwischen 2016 und 2024.
- Die betroffenen Haushalte erhalten ein kostenloses Energiecoaching.
- Energie 360° AG entschädigt Investitionen in Erdgas-Heizungen, die vor 2012 erfolgten und folglich aufgrund der Stilllegung der Erdgas-Leitung nicht amortisiert werden können. Basis für die Berechnung der finanziellen Entschädigung sind eine individuelle Beurteilung der Sachlage sowie die Vorgaben des Schweizerischen Ingenieur- und Architektenverbandes

(SIA 480) hinsichtlich Lebensdauer von Gasheizungsanlagen. Eine Entschädigung erfolgt, sofern der noch nicht amortisierte, kumulierte Restwert 500 Franken überschreitet.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Die Teilnehmenden der Stakeholder-Gruppe nehmen zu folgenden zentralen Aussagen wie folgt Stellung:

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Ausbauten lassen sich schneller realisieren als Stilllegungen.	15	0	0
2. Für die Umsetzung einer Stilllegung braucht es nicht die volle Ausschöpfung der Lebensdauer des Verteilnetzes sowie der kundenseitigen Infrastruktur.	15	0	0
3. Die Umsetzungsdauer kann durch Kompensationszahlungen an den Kunden und durch einmalige Abschreibungen der Netzinfrastuktur verkürzt werden.	15	0	0

Quelle:

— Stadt Zürich 2018: Ersatz Erdgas Zürich-Nord, [Link](#)

2. Biogas

2.1 Faktensammlung

a) Heutige Produktion von Biogas in der Schweiz

Bei der Vergärung von Biomasse entsteht Biogas mit einem Methangehalt von etwa 60 Prozent. Ein Aufbereitungsprozess erhöht den Methangehalt auf mindestens 96 Prozent. Das resultierende Gas nennt man in Fachkreisen «Biomethan», in der Öffentlichkeit und im Rahmen dieses Berichtes jedoch auch als Biogas.

In der Schweiz werden fünf Typen von Anlagen zur Biogasproduktion unterschieden. Es gibt Biogasanlagen in der Landwirtschaft, in Gewerbe/Industrie, von Industrieabwässern, sowie Deponiegasanlagen und Klärgasanlagen.

Die gesamte Biogasproduktion ist die Summe des ins Erdgasnetz eingespeisten und des lokal verbrauchten Biogases (inkl. Wärmeverluste). Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der Schweizer Biogasproduktion über die letzten Jahre. Im Jahr 2017 wurden gut 1'409 GWh Biogas produziert. Das entspricht etwa 4% des gesamten Gasverbrauchs der Schweiz (Bruttoverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik plus nicht eingespeistes Biogas). Für die Anteile des eingespeisten Biogases und importierten Biogases siehe Unterkapitel c) und e)).

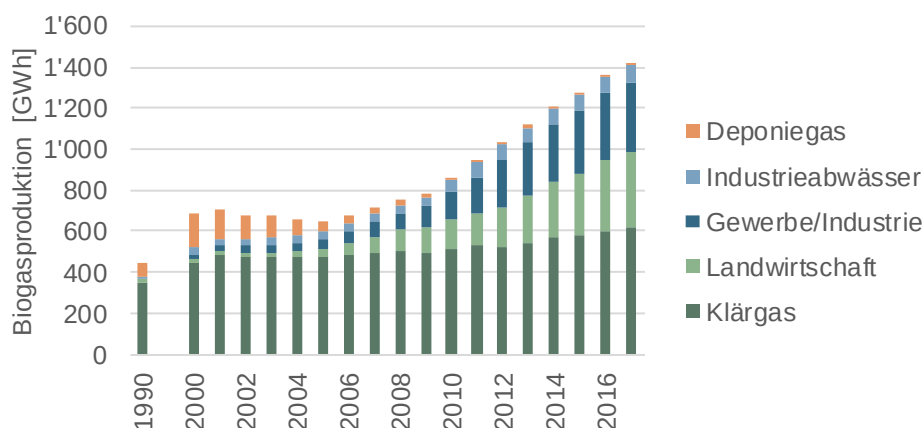


Abbildung 26: Schweizer Biogasproduktion nach Anlagentyp zwischen 1990 und 2017 (Quelle: BFE 2018)

Quellen:

- BFE 2018: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2017
- BFE 2018: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017

b) Heutige Verwendungszwecke

In Abbildung 27 ist der Schweizer Biogasverbrauch für die verschiedenen Verwendungszwecke zwischen 1990 und 2017 dargestellt. Knapp 10 % (129 GWh) des Biogasverbrauchs ist dem Eigenbedarf zur Beheizung der Fermenter der Produktionsanlagen zuzuschreiben. Ein Viertel wird ins Gasnetz gespeist. Drei Viertel des Biogases werden lokal zur Wärme- und Stromproduktion verbraucht (in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)). Die dabei erzeugte Wärme wird soweit möglich an Ort oder über Wärmeverbünde für Raumheizung, Warmwassererzeugung und Prozesswärme genutzt. 2017 konnte die Hälfte der in WKK-Anlagen produzierten Wärme abgenommen werden (325 GWh bzw. 23 % des Biogasverbrauchs), der Rest ging als ungenutzte Wärme verloren (Wärmeverluste von 322 GWh bzw. 23 %). Der erzeugte Strom wird ins Stromnetz eingespeist (333 GWh bzw. 24 %).

21 % bzw. 301 GWh des Biogases wurde 2017 ins Erdgasnetz eingespeist⁷. Gemäss der Jahresstatistik des VSG wurde 2017 ein Anteil von 15 % des Biogasabsatzes über das Netz als Treibstoff genutzt. Der Rest von 85% wird dem Erdgas zur Nutzung in Gebäuden beigemischt. Der Biogasverbrauch in der Industrie ist vernachlässigbar. Dank Effizienzsteigerungen bei Biogasanlagen mit Wärmekraftkopplung und der vermehrten Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz konnte der Anteil der ungenutzten Wärme aus WKK-Anlagen seit 1990 von 32 % auf 23 % im Jahr 2017 gesenkt werden, absolut gesehen hat sich die ungenutzte Wärme aus WKK-Anlagen jedoch von 145 GWh auf 322 GWh erhöht.

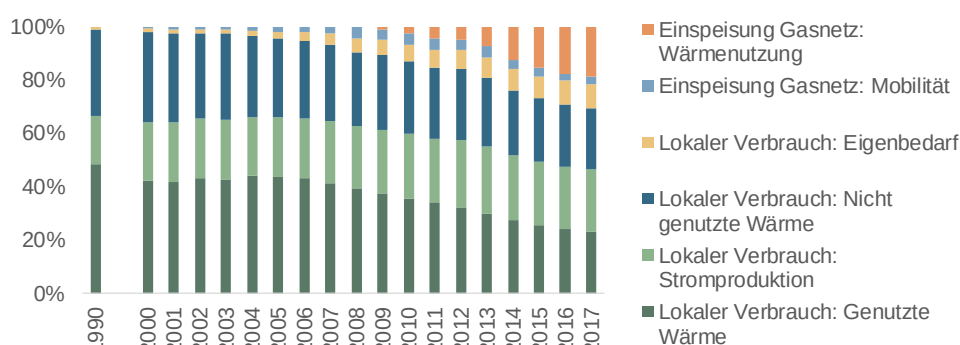


Abbildung 27: Verbrauch des Schweizer Biogases nach Verwendungszweck zwischen 1990 und 2017 (Quelle: BFE 2018; VSG 2018)

Quellen:

— BFE 2018: *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgaben 2017*

— VSG 2018: *Erdgas/Biogas in der Schweiz, Ausgabe 2018, VSG Jahresstatistik*

⁷ Zahlen des BFE, bezogen auf den unteren Heizwert. Der VSG gibt für die Einspeisung im Jahr 2017 einen Wert von 334 GWh, bezogen auf den oberen Heizwert an.

c) Anteil Biogas im Schweizer Gasnetz

Der Anteil Biogas am gesamten Schweizer Gasabsatz steigt jährlich, ist jedoch noch immer gering. Das in der Schweiz eingespeiste Biogas machte 2017 0.9 % der gesamten Gasmengen im Schweizer Gasnetz aus.

Quellen:

— BFE 2018: *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgaben 2017*

— VSG 2018: *Erdgas / Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

d) Anerkennung von Biogas (Steuern, CO₂-Abgabe, Förderung)

Als Treibstoff (Verkehr und Stromproduktion)

Biogas, das zur Stromproduktion verwendet oder im Verkehr eingesetzt wird, gilt als Treibstoff und unterliegt in der Schweiz dem Mineralölsteuergesetz (MinöStG). Dazu gehört wegen der Stromproduktion auch Biogas, das in Wärmekraftkopplungsanlagen genutzt wird. Importiertes und im Inland hergestelltes Biogas kann steuerbefreit werden, sofern es ökologische und soziale Mindestanforderungen erfüllt in Bezug auf die Treibhausgasemissionen, die Umweltbelastung aus dem Anbau der Rohstoffe und auf die Anbauflächen und die Produktionsbedingungen. Für biogene Treibstoffe, die aus biogenen Abfällen oder Produktionsrückständen hergestellt werden, gelten die ökologischen Mindestanforderungen automatisch als erfüllt. Sie sind damit von der Mineralölsteuer befreit.

Die Stromproduktion in Biogasanlagen wird über das kostenorientierte Einspeisevergütungssystem (KEV) gefördert, welche alle Stromkonsumenten über einen Zuschlag auf die Netznutzung finanzieren (Energiegesetz). Die KEV ist jedoch auf Ende 2022 befristet. Dies betrifft die Neuaufnahme von Anlagen, bereits geförderte Anlagen erhalten die Förderung bis zum Ende ihrer Vergütungsdauer. Allerdings kann aufgrund der begrenzten Mittel und zeitlichen Befristung der KEV die bereits bestehende Warteliste nicht vollständig abgebaut werden. Für neue Anlagen besteht deshalb realistisch keine Chance, eine KEV-Zusage zu erhalten. Gewisse Biomasse-Infrastrukturanlagen werden mittels Investitionsbeiträgen und nicht mehr mit der KEV gefördert. Dies betrifft Kehrlichtverbrennungsanlagen und Klärgasanlagen. Die Finanzierung dieser Beiträge erfolgt auch über den Netzzuschlag.

Als Brennstoff

Da Biogas nicht fossil ist, unterliegt es als Brennstoff nicht dem Schweizer CO₂-Gesetz, das heisst es muss keine CO₂-Abgabe bezahlt werden. Für Biogas als Brennstoff gibt es keine gesetzlichen Nachhaltigkeitsanforderungen. Eine Ausnahme betrifft Biogas, das in Wärmekraftkopplungsanlagen verwendet wird und damit auch zur Stromerzeugung genutzt wird (siehe oben Regeln zu Treibstoff). Die Gasbranche bekennt sich aber zu nachhaltig produziertem Biogas und erfüllt die Nachhaltigkeitsanforderungen der Mineralölsteuerbefreiung auch für Biogas als Brennstoff. Auf freiwilliger Basis kann Biogas zudem unter dem Label *naturemade star* zertifiziert werden. Voraussetzung für dieses Label ist, dass das Biogas in einer Ökobilanz mindestens doppelt so gut abschneidet wie Erdgas.

Die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE 2014) erkennen Biogas nicht an zur Erfüllung der Artikel 1.22 (Anforderungen an die Deckung des Wärmebedarfs von Neubauten) und 1.29 (Erneuerbare Wärme beim Wärmeerzeugersersatz). Die MuKE 2014 sind eine harmonisierte Empfehlung für die Umsetzung energetischer Bauvorschriften der Kantone, die von der Konferenz kantonaler Energiedirektoren beschlossen wird. Viele Kantone sind derzeit an der entsprechenden Revision ihrer Energievorschriften und prüfen dabei die Anerkennung von Biogas. Einzelne Kantone haben entgegen der Empfehlung Biogas unter gewissen Bedingungen anerkannt. Angesichts dieser Entwicklung hat die Konferenz kantonaler Energiedirektoren im Herbst 2019 einen koordinierten Vorschlag erarbeitet, wie eine Biogaslösung zu handhaben wäre, wenn ein Kanton dies aufnehmen möchte.

Tabelle 9 zeigt die bestehenden gesetzlichen Vorgaben, die für Biogas als Brennstoff und Treibstoff gelten. Weitere Detailvorschriften gibt es zum Umgang mit Biogas in Zielvereinbarungen, Kompensationsprojekten und in gesetzlichen Vorschriften der Kantone.

Gesetzliche Vorgaben	Stromproduktion	Verkehr	Brennstoff
Mineralölsteuer	Steuerbefreiung, sofern es ökologische und soziale Mindestanforderungen erfüllt.		Nicht relevant
CO ₂ -Abgabe	Nicht relevant, da nur auf Brennstoffen		Nicht relevant, da nicht fossil
Kostenorientiertes Einspeisevergütungssystem (KEV)	KEV Vergütung für die Stromproduktion	Nicht relevant	Nicht relevant

Tabelle 9: Übersicht über die gesetzlichen Vorgaben von Biogas als Brennstoff und Treibstoff

Quellen:

- BFE 2015: *Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 13.3004 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 8. Januar 2013*
- BFE 2017: *Einspeisevergütung (KEV) für Kleinwasserkraft-, Windenergie-, Geothermie- und Biomasseanlagen, Faktenblatt für Projektanten, Version 1.0 vom 2. November 2017*

e) Arten des Imports von Biogas in der Schweiz

In den letzten Jahren wurde eine steigende Menge an Biogas im Ausland eingekauft. 2017 machte das importierte Biogas rund 1.2 % des gesamten Gasaufkommens aus (d.h. es wurde etwa so viel Biogas importiert wie aus Schweizer Produktion ins Netz eingespeist wurde).

Wird Biogas im Ausland in ein Erdgasnetz eingespeist, so gelangt dieses physisch gesehen stark verdünnt bis an die Schweizer Grenze. Somit ist physisch an der Zollstelle nur Erdgas vorhanden. Es wird entsprechend als Erdgas verzollt und unterliegt daher der CO₂-Abgabe bzw. der Mineralölsteuer.

Der ökologische Mehrwert des Biogases kann separat vermarktet werden. Verschiedene ausländische Biogasregister stellen Herkunftsnachweise aus, die Käufern in der Schweiz garantieren, dass für die vereinbarte Menge Biogas ins ausländische Gasnetz eingespeist wurde. Im Rahmen des European Renewable Gas Registry (ERGaR) laufen Arbeiten, ein europaweit harmonisiertes Handelssystem der Herkunftsnachweise aufzubauen.

Auf die Schweizer Treibhausgasbilanz hat der Kauf eines solchen Nachweises heute keine Auswirkung. Damit dieser Transfer der CO₂ Emissionszertifikate von einem Land ins andere möglich wird, müssen die Länder entsprechende Vereinbarungen treffen.

Quellen:

- *BFE 2015: Internationaler Biogasmarkt im Brennstoffbereich, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 13.3004 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) vom 8. Januar 2013*
- *VSG 2018: Erdgas / Biogas in der Schweiz, VSG-Jahresstatistik, Ausgabe 2017*

f) CO₂-kompensiertes Erdgas und dessen Potenzial

Verschiedene Gasversorger bieten CO₂-kompensiertes Erdgas an, zum Beispiel das CleanSolution Klimagas von SH POWER, das Gaz Vitale der Services Industriels de Genève (SIG) oder das Gas Weiss von Stadtwerk Winterthur. Es gibt unterschiedliche Wege, wie die Emissionen kompensiert werden können:

- *Eigene Projekte:* Die SIG kompensiert die Emissionen durch eigens entwickelte Projekte im Kanton Genf.
- *Internationale Zertifikate:* Stadtwerk Winterthur kompensiert die Emissionen mit internationalen Zertifikaten. Als internationale Zertifikate kommen sowohl solche vom freiwilligen CO₂-Markt als auch solche aus verpflichtenden Systemen (z.B. Emissionshandel) in Frage.
- *Schweizer Zertifikate:* Es ist auch möglich, die CO₂-Emissionen mit Schweizer Zertifikaten zu kompensieren. Auch hier kommen sowohl Zertifikate vom freiwilligen Markt als auch solche aus verpflichtenden Systemen in Frage.

Aktuell (Dezember 2018) besteht auf internationaler Ebene ein Überschuss an CO₂-Zertifikaten, das Potenzial für CO₂-kompensiertes Erdgas in der Schweiz ist deshalb sehr gross. Wie sich die Märkte in Zukunft verändern ist unklar und von politischen Entscheiden abhängig.

Quellen:

- *SH POWER: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *SIG: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *Stadtwerk Winterthur: Link, Abfragedatum: 13.08.2018*
- *Thomson Reuters 2018: CARBON MARKET MONITOR, Decreased uncertainty as carbon market reforms conclude, Review of global markets in 2018*

2.2 Offene Fragen

a) Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in der Schweiz?

Grundsätzlich wird bei Potenzialanalysen das theoretische, das nutzbare und das zusätzliche Potenzial unterschieden. Das theoretische Potenzial umfasst die maximal erschliessbare Menge an Biogas. Durch technische, ökologische, ökonomische, rechtliche und politische Restriktionen kann aber nur das nutzbare Potenzial ausgeschöpft werden. Das nutzbare Potenzial umfasst das bereits genutzte und das noch nicht genutzte und somit zusätzliche Potenzial.

In Abbildung 28 sind die Biogaspotenziale in der Schweiz gemäss einer aktuellen umfassenden Studie (SCCER Biosweet 2017) dargestellt⁸. Das zusätzliche Potenzial für Biogas aus nicht verholzter Biomasse liegt bei netto⁹ 3.4 TWh und besteht vorwiegend aus Hofdünger und Grün- gut. Verholzte Biomasse weist ein zusätzliches Potenzial von 1.9 TWh auf, vorwiegend aus Waldholz (1.2 TWh)¹⁰. Dabei hat SCCER Biosweet (2017) die Konkurrenz zwischen stofflicher und Energienutzung bereits berücksichtigt¹¹. Das gesamte zusätzliche Potenzial beträgt daher 5.3 TWh. Vom zusätzlichen Potenzial aus verholzter Biomasse wird aus heutiger Sicht künftig der grösste Anteil für Wärme und Strom verbrannt und nicht für die Produktion von Biogas eingesetzt werden. Der Fokus liegt im Folgenden deshalb auf dem zusätzlichen Potenzial von Biogas aus nicht verholzter Biomasse.

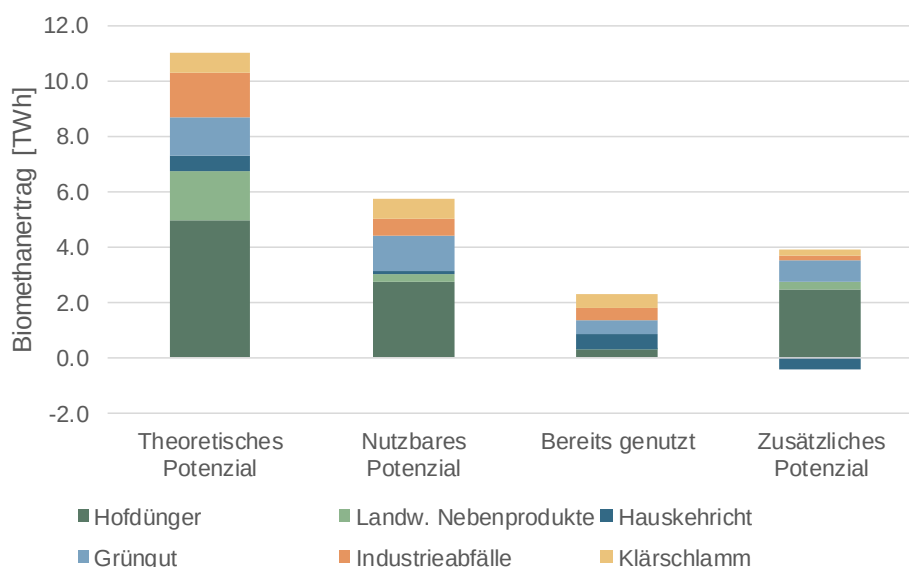


Abbildung 28: Biogaspotenzial aus nicht verholzter Biomasse in der Schweiz (Quelle: SCCER Biosweet 2017)

⁸ Das bereits genutzte Potenzial liegt gemäss dieser Studie bei 2.1 TWh und damit deutlich höher als die Nutzung gemäss Statistik der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2.1a)). Dies ist vermutlich auf Doppelzählungen zurückzuführen, so wurde beim Hofdünger für die heutige Nutzung angenommen, dass der Ertrag aller landwirtschaftlichen Biogasanlagen von Hofdünger stammt, obwohl ein Teil von Grün- gut oder landwirtschaftlichen Nebenprodukten stammt, die jedoch separat berechnet und zum Hofdünger addiert wurden.

⁹ Brutto 3.9 TWh minus 0.4 TWh weniger Biogas aus Hauskehricht, da angenommen wird, dass künftig weniger Biomasse in den Haus- kehricht, sondern neu als Grün- gut gesammelt wird.

¹⁰ Basierend auf SCCER Biosweet 2017 (Angaben in Primärenergie) und der Annahme eines Wirkungsgrades Holz -zu- Methan von 50%.

¹¹ Der Bund sieht in seiner Ressourcenpolitik vor, dass Holz in einer Kaskade genutzt werden soll. Das heisst, dass Holz mehrfach ge- nutzt werden soll und zuerst mit der Nutzung, die ökologisch und aus Sicht Wertschöpfung am besten abschneidet. Entsprechend soll Holz wo möglich zuerst stofflich und erst danach energetisch genutzt werden. (BAFU, BFE und SECO 2017).

Eine ältere Studie (ACT 2012) weist ein tieferes Potenzial aus (4 statt 5.5 TWh nutzbares Potenzial), weil sie den Fokus auf den Beitrag der Landwirtschaft setzt und andere Akteure weniger betrachtet.

Eine weitere aktuelle Studie weist ein leicht höheres nutzbares Potenzial aus (6.6 TWh) und schätzt zudem, welcher Anteil davon ins Gasnetz eingespeist werden könnte (3.7 TWh, siehe Abbildung 29).

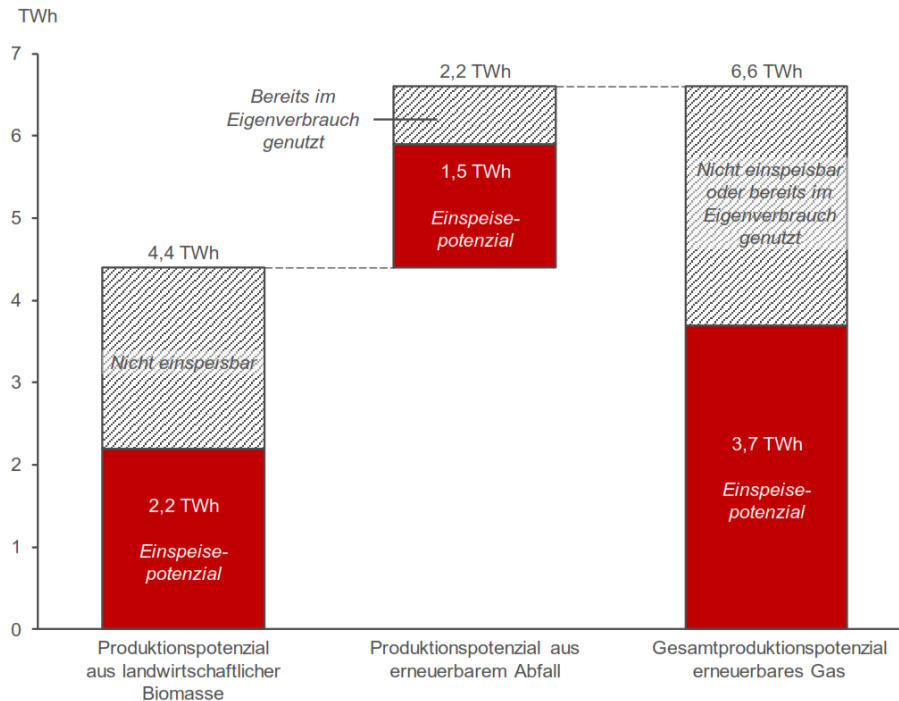


Abbildung 29: Produktionspotenzial von Biogas in der Schweiz inklusive Einspeisepotenzial ins Netz (Quelle: E-Cube 2018)

Zum Anteil des Biogases, das ins Netz eingespeist wird, gibt es erst wenige Analysen (VSG 2018, E-Cube 2018). Die oben genannte Studie gelangt nach einer Modellierung der landwirtschaftlichen Produktionspotenziale in einer Distanz von 5 km zum Gasnetz zu einem Anteil von gut 50% einspeisbarem Potenzial (die heute in Frankreich durchschnittliche Distanz beträgt 1.7 km). Die Autoren schätzen dies eher als grosszügig ein, da auch bei geringen Distanzen in manchen Fällen die lokale Wärme-Kraft-Kopplung der Aufbereitung und Einspeisung vermutlich vorgezogen wird. Bei erneuerbaren Abfällen gehen sie davon aus, dass die heute 0.7 TWh nicht eingespeiste Menge auch künftig nicht eingespeist werden. Das ergibt ein Total von einspeisbarem Gas von 3.7 TWh (E-Cube 2018). Der VSG rechnet in seiner Modellierung mit zwei unterschiedlichen Distanzen und kommt zu folgenden Resultaten: 36% des Hofdüngerpotenzials und 53% des nicht verholzten Biomassepotenzials bereits in Gemeinden mit Gasanschluss. Werden alle Gemeinden hinzugezogen, deren Gebiet 15 km um direkt gasversorgte Gemeinden liegt, sind es 94% des Hofdüngerpotenzials und 53% des nicht verholzten Biomassepotenzials. Daraus schliesst der VSG, dass der «grösste Teil» grundsätzlich erschliessbar ist, weist aber auch darauf hin, dass die Erschliessung des Potenzials jedoch teilweise mit beträchtlichem Aufwand verbunden sein dürfte. Ausgehend vom nutzbaren Potenzial von 5.7 TWh ergäbe dies mit 90% Anteil eine deutlich grössere einspeisbare Menge von 5.2 TWh.

Biogas aus Energiepflanzen (auch nachwachsende Rohstoffe «nawaro» genannt) wird in den drei Studien nicht betrachtet, da in der Schweiz ein politischer Konsens besteht, die Nahrungsmittelproduktion nicht zu konkurrenzieren. Hinter diesem Konsens stehen sowohl der Bund (BFE 2010) als auch der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG).

Der Anteil der inländischen Biogasproduktion am gesamten Gasverbrauch liegt heute bei 4%, der Anteil im Gasnetz bei knapp 1% (siehe Kapitel 1.1a)). Unter Ausschöpfung des gesamten nutzbaren Potenzials aus nicht verholzter Biomasse kann der Anteil auf 15 bis 20% erhöht werden. Geht man von einem in Zukunft geringeren Gasabsatz aus und betrachtet man nur den einspeisbaren Anteil des Potenzials liegen die maximalen Biogas-Anteile im Gasnetz im Szenario „Weiter wie bisher“ der Energieperspektiven 2050 im Jahr 2050 bei 10-15% und gemäss Szenario „Neue Energiepolitik“ bei 20-30%.

	2017	2050 (Szenario «Weiter wie bisher»)	2050 (Szenario «Neue Energiepolitik»)
Gasverbrauch	34 TWh	26 TWh (-24%)	18 TWh (-49%)
Anteil Biogas bei heutiger Nutzung	4%	5%	8%
Anteil Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials	15 – 20%	20 – 25%	30 – 40%
Anteil eingespeistes Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials	10 – 15%	15 – 20%	20 – 30%

Tabelle 10: Heutige und künftige Anteile an Biogas bei voller Ausschöpfung des Potenzials (direkte Herleitung aus den oben mit Quellen zitierten Zahlen zu Verbrauch und Potenzialen)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Biogas aus Energiepflanzen spielt in der Schweiz heute und auch in Zukunft keine oder nur eine untergeordnete Rolle.	11	0	0
2. Das grösste zusätzliche Potenzial für die Produktion von Biogas im Inland liegt beim Hofdünger.	11	0	0
3. Mit der Nutzung verholzter Biomasse ist das zusätzliche Potenzial für die Produktion von Biogas im Inland rund 50% höher. Vom zusätzlichen Potenzial wird der grösste Anteil anders energetisch genutzt als für die Produktion von Biogas.	11	0	0
4. Der Anteil inländisches Biogas im Gasnetz kann von heute knapp 1 % auf maximal 10 bis 15 % erhöht werden, wenn das ökologisch nutzbare Potenzial vollständig ausgeschöpft und der Gasverbrauch konstant bleibt. Bei künftig sinkendem Gasabsatz nimmt der Anteil Biogas entsprechend zu.	12	0	0

Quellen:

- ACT 2012: Ressourcen- und Klimaeffizienz in der Landwirtschaft: Potenzialanalyse
- BAFU, BFE und SECO 2017: Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz.
- BFE 2010: Biomasse-Energiestrategie Schweiz, Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz
- BFE 2012: Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion
- BFE 2018: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017
- E-Cube Strategy Consultants 2018: Schweiz Erneuerbares Gas: Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK.
- SCCER Biosweet 2017: Biomassenpotenzial der Schweiz für die energetische Nutzung
- VSG 2018: Erneuerbare Gasstrategie für die Schweiz

b) Welches ist das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa?

Das Potenzial an Biogas in Europa wird in verschiedenen Studien quantifiziert, einige davon sind in Abbildung 30 dargestellt. Die Bandbreite ist sehr gross, da unterschiedliche Potenzialbegriffe verwendet werden und unterschiedliche Annahmen getroffen werden.

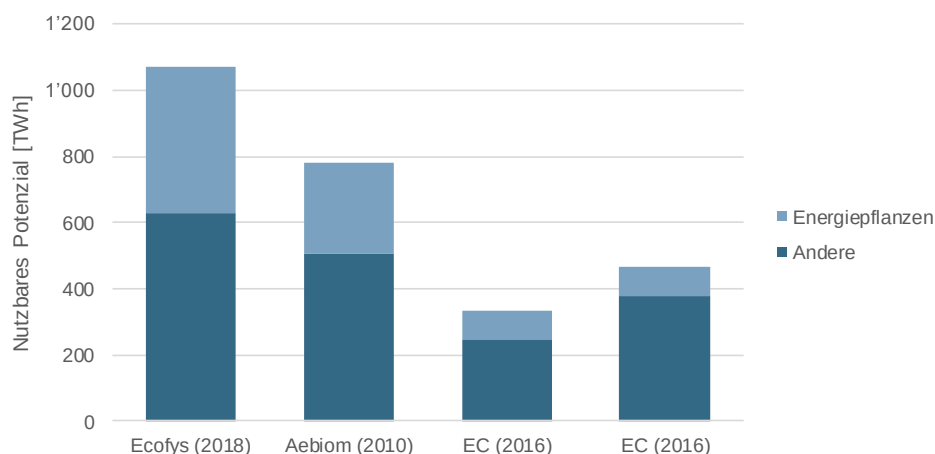


Abbildung 30: Nutzbares Biogaspotenzial in der EU

Heute wird in der EU 4.4% des Gasverbrauchs durch Biogas gedeckt (Scarlat et al. 2018). Bei gleichbleibendem Gasverbrauch (4'200 TWh) kann der Anteil Biogas ohne Energiepflanzen auf 6-15%, mit Energiepflanzen auf 8-26% erhöht werden.

In absoluten Mengen lässt sich der gesamte Gasverbrauch der Schweiz (ca. 33 TWh/a) über Biogas aus Europa einfach decken, falls die entsprechende Zahlungsbereitschaft vorhanden ist und die rechtlichen und politischen Bedingungen dies erlauben.

Geht man hingegen davon aus, dass Europa das vorhandene Potenzial vollständig selbst nutzen will oder soll, zeigen die Zahlen, dass in der EU kein «Überschuss» an Biogas zum Verkauf an andere Länder vorhanden ist.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. In Europa kann auch bei vollständiger Ausschöpfung des Potenzials die eigene Gasnachfrage nicht durch Biogas gedeckt werden. Es besteht somit kein «Überschuss».	11	0	0
2. Das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz.	12	0	0
3. Ob die mit importiertem Biogas verbundene Emissionsreduktion künftig in der Schweiz angerechnet wird, ist von rechtlichen und (klima-)-politischen Bedingungen in der Schweiz und in Europa abhängig.	12	0	0
4. Es ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll, Biogas aus Europa in grösseren Mengen zu importieren und die Emissionsreduktion in der Schweiz anzurechnen. Begründung der unterschiedlichen Meinungen: <u>Ja:</u> Der Markt ist sehr gross und man sollte ihn daher nutzen. Oberstes Ziel ist ein CO ₂ -armes System und der Import von Biogas kann dazu beitragen. Wenn andere Länder gerne exportieren wollen, dann soll man diese Möglichkeit nutzen. Eine Nachfrage in der Schweiz erhöht den Anreiz in den Exportländern zusätzliche Anlagen zu realisieren. <u>Nein:</u> Auch europäische Länder verbrauchen heute fossiles Gas. Wenn sie Biogas produzieren und nutzen, wird somit dort auch fossiles Gas ersetzt. Das sollten diese Länder selbst nutzen können, um ihre Klimaziele zu erreichen. / Es ist unklar, ob der Import von Biogas der volkswirtschaftlich sinnvolle Weg ist, daher nein. <u>Enthaltung:</u> Es ist unklar, ob die Schweizer Nachfrage zur zusätzlichen oder schnelleren Ausschöpfung des Potenzials beiträgt. Wenn ja, wäre der Import sinnvoll, wenn nein, dann nicht. / Ob und wie der Import erlaubt ist und anrechenbar ist, kann jederzeit von der Politik im In- und Ausland geändert werden. Es ist daher zu risikoreich und nicht sinnvoll, das Energiesystem Gas auf dieser unsicheren Basis aufrecht zu erhalten.	4	2	6
5. Wieviel Biogas in Zukunft in die Schweiz importiert wird, hängt von der Zahlungsbereitschaft der Schweizer Endkunden und von politischen Entscheiden im In- und Ausland ab.	12	0	0

Quellen:

- AEBIOM 2010: *A Biogas Roadmap for Europe*
- Ecofys 2018: *Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way*
- European Commission (EC) 2016: *Optimal use of biogas from waste streams, an assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020*
- Scarlat et al. 2018: *Biogas: Developments and perspectives in Europe*

c) Was ist die Ökobilanz von Biogas?

[Entscheid: Falls der VSG bis an die Sitzung des Steuerungsausschusses im November eine konsolidierte neue Ökobilanz vorweist, dann wird diese hier integriert. Sonst nicht.]

Wärme

Im Folgenden sind die Treibhausgasemissionen (Abbildung 31) und Umweltbelastungspunkte (Abbildung 32) eines MJ Wärme aus verschiedenen Energieträgern dargestellt. Dabei wird auf zwei Quellen abgestützt: Die Empfehlungen der Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren (KBOB) beziehen sich auf Durchschnittswerte in der Schweiz gemäss der ecoinvent Datenbank. Die Studie von Quantis (2015) untersucht konkret die Ökobilanz von Biogas aus der Anlage Biogas Zürich AG (Zürich Werdhölzli) und vergleicht diese mit den Ökobilanzen anderer Energieträger auch gemäss der ecoinvent Datenbank.

Die Werte unterscheiden sich deutlich in den beiden Studien. Es ist aber zu erkennen, dass Biogas sowohl in Bezug auf die Treibhausgasemissionen wie auch in Bezug auf die UBP besser abschneidet als Heizöl und Erdgas. Wie Biogas gegenüber anderen Energieträgern wie Wärmepumpen oder Holzschnitzeln abschneidet, ist je nach Studie teilweise unterschiedlich.

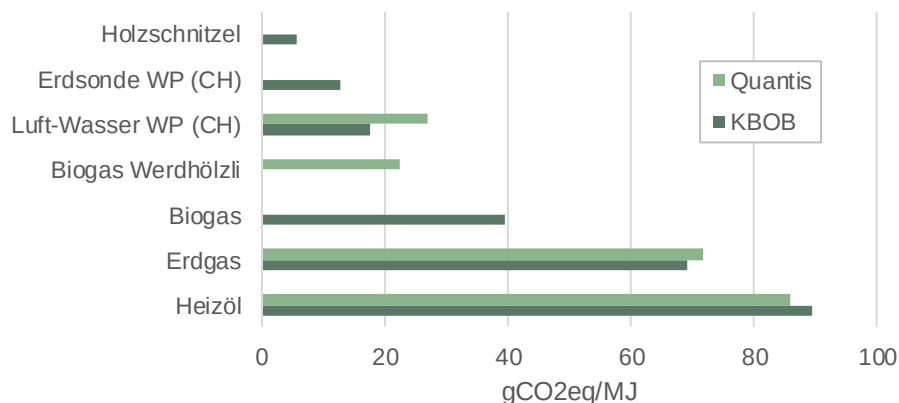


Abbildung 31: Treibhausgasemissionen aus der Wärmeproduktion mit unterschiedlichen Heizsystemen. Bei den Wärmepumpen (WP) wird der Schweizer Verbraucher-Strommix (CH) eingesetzt. (Quellen: Quantis 2015; KBOB 2016)

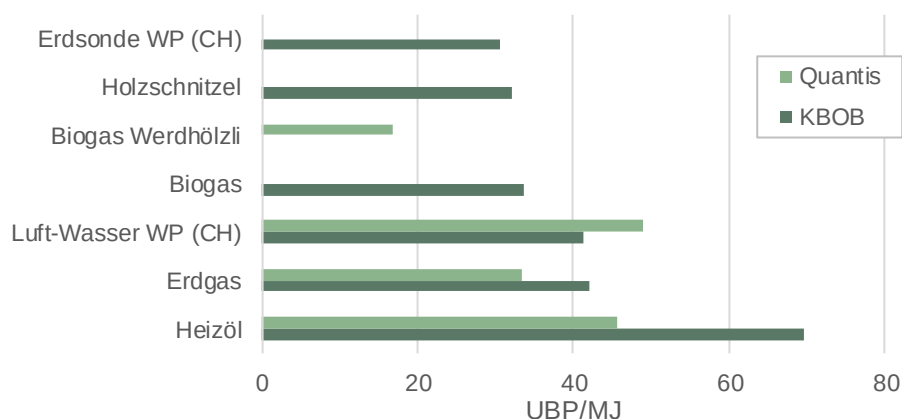


Abbildung 32: Umweltbelastungspunkte aus der Wärmeproduktion mit unterschiedlichen Heizsystemen. Bei den Wärmepumpen (WP) wird der Schweizer Verbraucher-Strommix (CH) eingesetzt. (Quellen: Quantis 2015; KBOB 2016)

Transport

In Ökobilanzen zum Transport wird die Biogasaufbereitung und -produktion, aber auch die Infrastruktur (Fahrzeug und Strasse) berücksichtigt. In Bezug auf die Treibhausgase schneidet Biogas deutlich besser ab als die fossilen Treibstoffe (siehe Abbildung 33). In Bezug auf die Umweltbelastungspunkte (UBP) hingegen ist der Unterschied nicht so deutlich (siehe Abbildung 34). Im Vergleich zu Elektroautos schneidet Biogas bezüglich Klimawirkung schlechter, bezüglich der gesamten Umweltwirkung etwas besser ab.

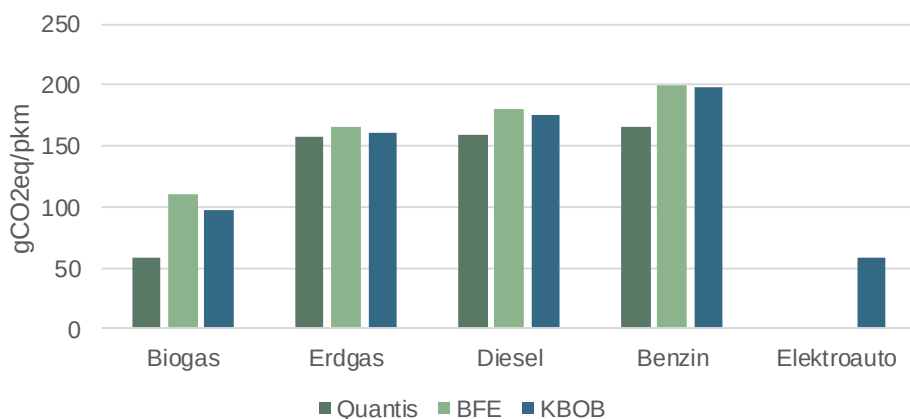


Abbildung 33: Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von Biogas im Personenverkehr im Vergleich zu konventionellen Treibstoffen (bei Elektroauto mit Schweizer Verbraucher-Strommix) (Quellen: BFE 2011; Quantis 2015; BFE 2016)

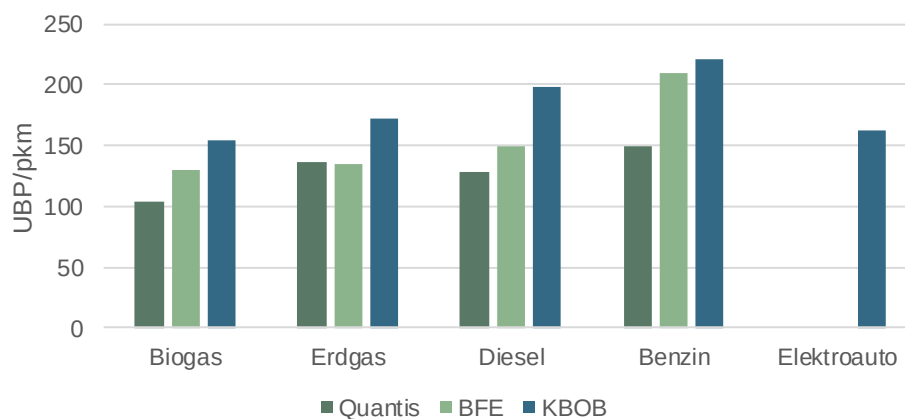


Abbildung 34: Umweltbelastung durch den Einsatz von im Personenverkehr im Vergleich zu konventionellen Treibstoffen (bei Elektroauto mit Schweizer Verbraucher-Strommix)
(Quellen: BFE 2011; Quantis 2015; BFE 2016)

Die Daten von Quantis beziehen sich wie oben bei Biogas auf eine spezifische Anlage zur Verarbeitung von Bioabfällen. Die Studie vom BFE (2011) analysiert verschiedene Substrate und weist darauf basierend einen „Schweizer Mix“ aus, der in den oberen Abbildungen dargestellt wird.

Beurteilung Hofdünger

Studien kommen insbesondere in Bezug auf die Emissionsreduktionen beim Hofdünger zu unterschiedlichen Resultaten. Dies ist besonders relevant, da Hofdünger über das höchste noch zusätzliche Potenzial verfügt. Indem der Hofdünger für die Biogasproduktion gefasst und kontrolliert fermentiert wird, können Methanemissionen gegenüber der herkömmlichen Ausbringungspraxis reduziert werden (JRC 2013). Diese Reduktionswirkung wird in der Schweiz formell anerkannt – so hat das Bundesamt für Umwelt die Methanreduktion durch Biogasanlagen als inländisches Kompensationsprojekt anerkannt. Nicht alle Studien bilden dies jedoch ab.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Die Klimabilanz von Biogas aus Abfallprodukten ist bei gleicher Anwendung (Heizsystem, Mobilität) klar besser als die Bilanz von fossilen Energieträgern.	12	0	0
2. Heizsysteme: Die Klimabilanz einer Gasheizung mit Biogas aus Abfallprodukten ist schlechter als die Bilanz von Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom. <i>Begründung der abweichenden Meinungen: Enthaltung, weil die Aussage nicht in jedem Einzelfall stimmt./ Die Frage ist nicht genug systemisch betrachtet. Im Winter wird es nicht genügend erneuerbaren Strom geben und daher braucht es die Wärmekraftkopplung zur Stromproduktion für die Wärmepumpen.</i>	9	0	3
3. Die umfassende Ökobilanz von Biogas aus Abfallprodukten ist leicht besser als die Bilanz fossiler Energieträger.	12	0	0
4. Biogas aus Hofdünger reduziert zusätzlich zum Ersatz von fossilen Energieträgern Methanemissionen in der Landwirtschaft.	12	0	0

Quellen:

- BFE 2011: *Life Cycle Assessments of Biogas Production from Different Substrates*
- JRC 2013: *JRC Technical Reports. Well-to-tank Report Version 4.0. Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.*
- KBOB 2016: *Ökobilanzdaten im Baubereich 2009/1:2016*
- Ökostrom Schweiz 2008: *CO₂-Kompensationsmassnahmen. Projektantrag. Emissionsreduktionsprojekt landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Schweiz.*
- Quantis 2015: *Ökobilanz des Vergärwerks und der Biogas-Aufbereitungsanlage Werdhölzli*

d) **Für welche Verwendungszwecke soll/wird Biogas künftig eingesetzt und was bedeutet dies für das Verteilnetz?**

Das beschränkte Biogaspotenzial (vgl. Frage 3.1) bedeutet, dass nicht alle heutigen Verwendungszwecke von Erdgas durch Biogas abgedeckt werden können. Wo künftig wieviel Biogas eingesetzt wird, ist unter anderem abhängig von den Kosten von Biogas, der Zahlungsbereitschaft und der Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern.

Die folgenden Abschnitte fassen für die diversen Verwendungszwecke den zukünftigen Einsatz von Biogas zusammen, wie er in den Energieperspektiven beschrieben wird. Dabei wird das Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP) betrachtet. Dieses Szenario stimmt am besten mit dem «Basisziel» des Projekts überein (-80% CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2050, siehe Vorwort). Als Sensitivität zum Basisziel wird jeweils das Paris-konforme Ziel von netto-Null-Emissionen bis Mitte Jahrhundert auch analysiert. Da die Energieperspektiven dieses Ziel in keinem Szenario abbilden, werden hierzu keine Zahlen dargestellt.

Einsatz von Biogas für Raumwärme und Warmwasser

Vereinfachend wird auf die Sektoren Privathaushalte und Dienstleistungen fokussiert. Bei der Raumwärme und Warmwasser bildet das Szenario NEP der Energieperspektiven eine starke Effizienzstrategie ab. Die Endenergienachfrage reduziert sich von 2010 bis 2050 um 60% (siehe Abbildung 35). Ein Fokus auf Wärmepumpen führt dazu, dass Strom im Jahr 2050 zum wichtigsten Energieträger wird. Der Gasabsatz (Erdgas und Biogas zusammen) sinkt um rund 50%. Biogas macht 19% des Gasabsatzes aus und damit 5% der Endenergienachfrage nach Raumwärme und Warmwasser. Drei Viertel des abgesetzten Biogases wird im Sektor Dienstleistungen eingesetzt.

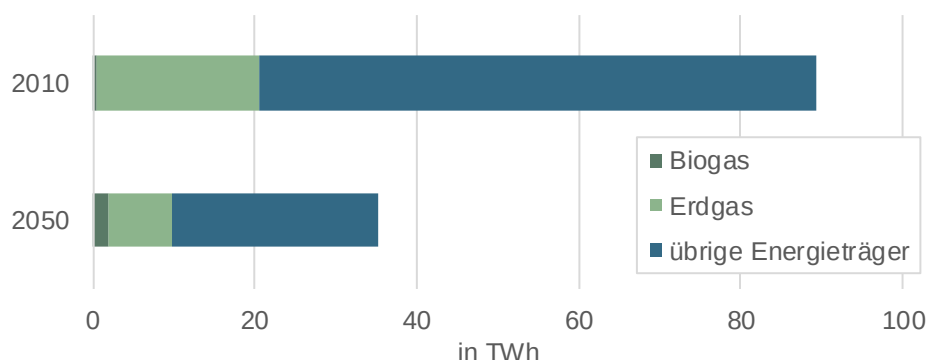


Abbildung 35: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Raumwärme und Warmwasser, Erdgas und Biogas (Privathaushalte und Dienstleistungen), (Quelle: BFE 2012)

Bedeutung für das Verteilnetz: Der Einsatz von Gas für Haushalte und Dienstleistungen erfordert ein lokales Verteilnetz. Die Reduktion des Gasabsatzes um 50% stellt jedoch das lokale Verteilnetz in seiner heutigen Ausdehnung im Jahr 2050 in Frage.

Einsatz von Biogas für Prozesswärme

Die Energieperspektiven setzen auch im Sektor Industrie auf Effizienzsteigerungen, jedoch in geringerem Ausmass: Die Endenergienachfrage wird um 45% gesenkt, die Nachfrage nach Gas (Erdgas und Biogas) sinkt um einen Viertel (siehe Abbildung 36). Erdgas bleibt hinter Elektrizität der wichtigste Energieträger in der Industrie. Die Energieperspektiven nehmen an, dass gasbefeuerten Prozesswärme-Anwendungen zunehmend Biogas beigemischt wird. 14% der Gasnachfrage und rund 7% der Endenergienachfrage nach Prozesswärme soll 2050 durch Biogas gedeckt werden.

Bedeutung für das Verteilnetz: Für den Einsatz in der Industrie im Jahr 2050 wird nur ein Teil des heutigen Verteilnetzes verwendet.

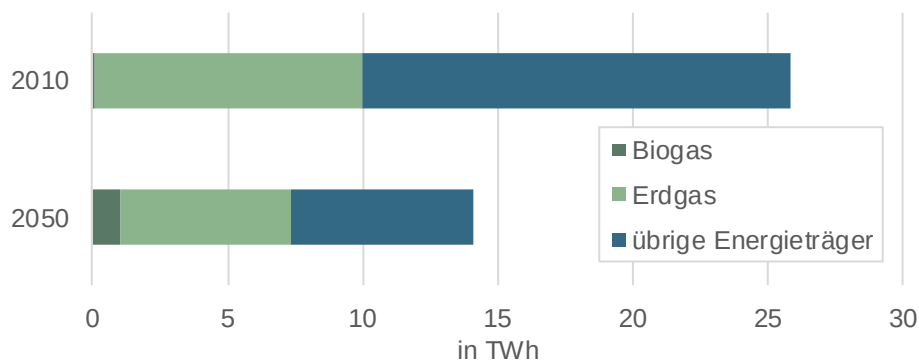


Abbildung 36: Entwicklung der Endenergienachfrage nach Prozesswärme, Erdgas und Biogas im Sektor Industrie. (Quelle: BFE 2012)

Einsatz von Biogas im Verkehr

Die Endenergienachfrage wird gemäss Energieperspektiven um 54% gesenkt (siehe Abbildung 37). Die heute sehr geringe Bedeutung sowohl von Erdgas als auch Biogas bleibt auch im Jahr 2050 gering (Anstieg von 0.4 Promille im 2010 auf 8 Promille im 2050). Die heutige Dominanz der fossilen Energieträger Benzin und Diesel wird im Jahr 2050 durch einen Mix von fossilen Energieträgern, Strom und flüssigen Biotreibstoffen mit je ähnlich grossen Anteilen abgelöst.

Bedeutung für das Verteilnetz: Für den Einsatz im Verkehr braucht es das heutige Verteilnetz nicht. Um das Gas zu den Tankstellen zu transportieren, würde hauptsächlich das übergeordnete Netz verwendet. Aber aufgrund des sehr geringen Gasabsatzes im Verkehr, ist in diesem Szenario jedoch ohnehin nicht mit einem grösseren Netz an Tankstellen zu rechnen.

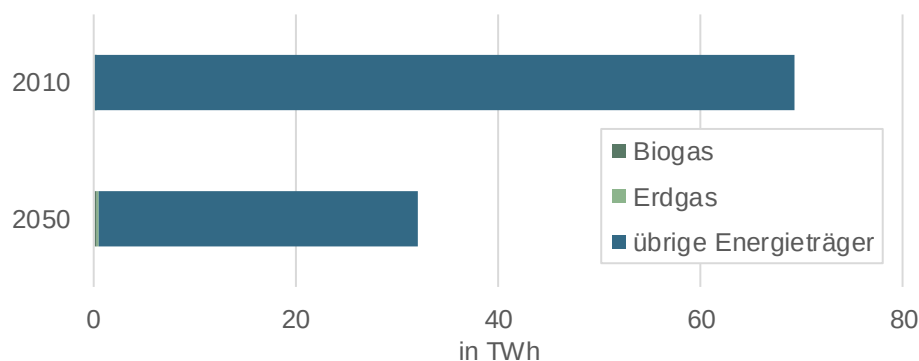


Abbildung 37: Entwicklung der gesamten Endenergienachfrage und der Nachfrage nach Erdgas und Biogas im Sektor Verkehr. (Quelle: BFE 2012)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Wo zukünftig wieviel Biogas eingesetzt wird hängt von vielen Faktoren ab wie der Zahlungsbereitschaft, den jeweiligen Alternativen und den politischen Rahmenbedingungen.	10	0	0
2. Die mangelnde Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern spricht bei hohen Klimazielen dafür, Biogas			
– für Prozesswärme in der Industrie,	9	0	0
– den Güterverkehr,	8	1	0
– die Strom- und Wärmeproduktion im Winter (WKK, wärmegeführt), und	4	3	2
– die Stromproduktion bei Dunkelflauten (GuD, stromgeführt) einzusetzen.	6	1	2
Begründung unterschiedlicher Meinungen: <u>Nein beim Güterverkehr:</u> Die Mobilität soll und kann vollständig elektrifiziert werden. <u>Ja bei WKK:</u> In urbanen Zentren sind dezentrale WKK sinnvoll, da sie eine hohe Gesamteffizienz ausweisen und zur Stromproduktion im Winter beitragen. <u>Nein bei WKK:</u> Da es ohnehin nur wenig Biogas gibt und daher WKKs mit einem grösseren Anteil Erdgas betrieben würden, würde dies bedeuten, fossile Energieträger für Raumwärme zu nutzen, obwohl dies für solch tiefe Temperaturniveaus nicht nötig ist. / Weil sich WKK nur mit Spitzendeckung Erdgas funktioniert und dies mit hohen Klimazielen nicht vereinbar ist. <u>Ja bei GuD:</u> Bei hohen Klimazielen wird die Stromproduktion von Wind und Sonne dominiert, es resultieren in gewissen Momenten Stromlücken («Dunkelflauten»). In diesen wenigen Wochen im Jahr braucht es erneuerbare Brennstoffe zur Stromproduktion. <u>Nein bei GuD,</u> weil bei GuDs sehr grosse Mengen schnell verfügbar sein müssen und dies mit Biogas nicht möglich ist (Mengen, Speicherung). <u>Enthaltungen bei WKK und GuD:</u> Eine fundierte Einschätzung war den Teilnehmenden nicht möglich.			
3. Ohne weitere politische Weichenstellungen spricht die Zahlungsbereitschaft dafür, dass Biogas vor allem in Haushalten und im Personenverkehr eingesetzt werden wird.	7	0	1
4. Der Absatz von Biogas in Märkten mit hoher Zahlungsbereitschaft trägt zum Erhalt der bestehenden und dem weiteren Zubau von Biogasanlagen bei.	9	0	0
5. Die starke Reduktion des Gasabsatzes (Erdgas und Biogas zusammen) gemäss Szenario NEP stellt die heutige Ausdehnung der lokalen Verteilnetze im Jahr 2050 in Frage.	9	0	0
6. Die Netze in Gebieten mit tiefer Energiedichte und tiefen Vorlaufftemperaturen werden nicht erneuert.	8	0	0

Quellen:

— BFE 2012: Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050

e) Welchen Beitrag können diese Gase zu den Klimazielen leisten?

Ersatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen

Es wurden in der Literatur keine Zahlen zum Beitrag von Biogas zu den Schweizer Klimazielen gefunden. Eine erste Überschlagsrechnung kann durch einfache Kombination des gesamten zusätzlichen Potenzials der Schweiz (siehe Kapitel a)) mit der Ökobilanz von Biogas (siehe Kapitel c)) erfolgen. Dies ergibt für den Bereich Wärme eine jährliche Einsparung von 0.3-0.7 Mio. t CO₂ gegenüber Erdgas und 0.5-0.9 Mio. t CO₂ gegenüber Heizöl (die Bandbreite des Potenzials und die unterschiedlichen Ökobilanzen verursachen die Bandbreite der Resultate). Würde das Potenzial stattdessen im Bereich Transport eingesetzt werden, ergibt die Rechnung eine jährliche Einsparung von 0.3-0.6 Mio. t CO₂ gegenüber Erdgas und 0.3-0.6 Mio. t CO₂ gegenüber Diesel und Benzin. Die Resultate ergeben nur eine grobe und theoretische Gröszenordnung: Zur Erreichung dieser Reduktionen müsste das gesamte Potenzial für Biogas ausgeschöpft werden und zudem gänzlich im jeweiligen Bereich (Wärme oder Mobilität) eingesetzt werden. Zudem spiegeln die Zahlen eine internationale Lebenszyklusperspektive wieder und dürfen daher nicht direkt mit den Schweizer Treibhausgas-Emissionen gemäss Territorialprinzip verglichen werden (ca. 54 Mio. t CO₂-äq. im Jahr 2010 gemäss BAFU 2018). Tendenziell sind die Emissionsreduktionen in der Schweiz gemäss Territorialprinzip jedoch geringer, da die Einsparung von Emissionen für die Gewinnung und Aufbereitung von Erdgas im Ausland anfällt.

Aus systemischer Sicht ist ein wichtiger weiterer Faktor das Vorhandensein von anderen erneuerbaren Alternativen. Der Beitrag zu den Klimazielen ist demnach grösser, wenn fossile Energieträger ersetzt werden, die ansonsten nur schwer zu substituieren sind. Dies sind vor allem Prozesswärme und nachgelagert auch die Mobilität (siehe Kapitel 1.2d)). Die Zahlungsbereitschaft ist jedoch bei den Haushalten und bei der privaten Mobilität am grössten – hier zeigt sich ein Widerspruch mit dem optimalen Einsatz von Biogas aus systemischer Sicht.

Reduktion Methanemissionen aus der Landwirtschaft

Eine Studie der WSL hat geschätzt, dass die Emissionen der Landwirtschaft um 6% reduziert werden könnten, wenn der gesamte Hofdünger als Biogas verwertet wird (Burg et al. 2018). Dies ergibt eine Reduktion der Gesamtemissionen um ca. 0.8% (da die Landwirtschaft ca. 13% der Emissionen ausmacht, siehe BAFU 2018).

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Die volle Ausschöpfung des noch nicht genutzten Biogaspotenzials kann die Schweizer Treibhausgasemissionen des Jahres 2010 um zwischen 1 und 3% senken (Ersatz Fossiler und Methanemissionen Landwirtschaft).	8	0	0
2. Aus systemischer Perspektive erzielt Biogas in den Bereichen am meisten Klimawirkung, in denen die fossilen Energieträger nur schwer zu substituieren sind, also in den Bereichen Industrie und Transport. <i>Begründung der abweichenden Meinung: Enthalten, weil Mobilität vollständig elektrifiziert werden soll und kann.</i>	7	0	1

Quellen:

- *BAFU 2018: Emissionen nach CO₂-Gesetz und Kyoto-Protokoll, zweite Verpflichtungsperiode, 2013-2020 (Version Juli 2018)*
- *Burg et al. 2018: Valorization of an untapped resource: Energy and greenhouse gas emissions benefits of converting manure to biogas through anaerobic digestion*
- *dena 2017: Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050*

3. Erneuerbare synthetische Gase

3.1 Faktensammlung

a) Was sind erneuerbare synthetische Gase?

Gase wie Wasserstoff und Methan kann man synthetisch herstellen. Abbildung 38 zeigt dazu eine grobe Übersicht: Mit erneuerbarem Strom und Wasser wird mittels Elektrolyse in einem ersten Schritt Wasserstoff hergestellt. Dieser somit erneuerbare Wasserstoff kann direkt eingesetzt werden (energetisch in der Industrie oder Mobilität oder auch stofflich in der Industrie) oder ins Gasnetz eingespeist werden (siehe auch Frage h)). Alternativ dient der Wasserstoff als Ausgangsstoff, um mithilfe von Kohlendioxid (CO_2) erneuerbares Methan herzustellen. Dieses kann ins Netz eingespeist werden oder auch direkt genutzt werden (z.B. über eine Tankstelle oder einer Wärmekraftkopplungsanlage vor Ort).

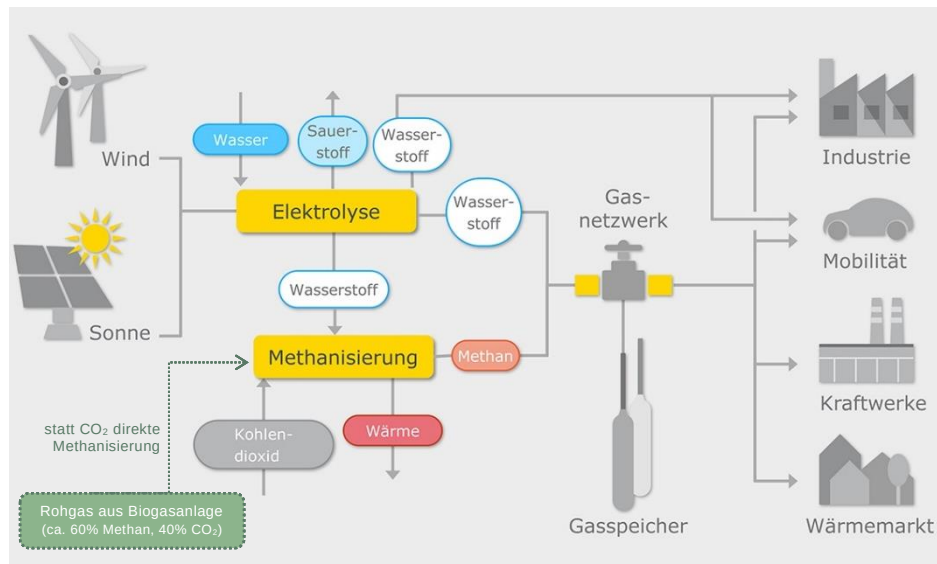


Abbildung 38: Grobe Übersicht erneuerbare synthetische Gase
(Quelle: gasunie, direkte Methanisierung durch EBP ergänzt)

Spezialfall «direkte Methanisierung»: Bei der direkten Methanisierung wird anstelle von reinem Kohlendioxid Rohgas aus einer Biogasanlage eingesetzt. Dieses besteht aus einer Mischung von Methan und CO_2 . Das CO_2 dient als Kohlenstoffquelle, das mithilfe von Wasserstoff in Methan verwandelt wird. Die Biogasproduktion der Anlage kann so erhöht werden. Der Energiegehalt des Biogases stammt teilweise von der genutzten Biomasse und teilweise vom mit Strom hergestellten Wasserstoff. Mit diesem Verfahren können Biogas- und Kläranlagen einfach als CO_2 -Quellen genutzt werden.

b) Heutige Produktion und Verwendung in der Schweiz

Erneuerbarer Wasserstoff: Derzeit bestehen in der Schweiz vier Pilot- und Demonstrationsanlagen, in denen erneuerbarer Wasserstoff hergestellt wird (siehe Tabelle 11). Ein weiteres Projekt der Postauto Schweiz zur Produktion von Wasserstoff in Brugg und Nutzung in fünf Postautos wurde 2017 abgeschlossen.

Beschreibung	Stromquelle	Mengen	Verwendung
Regio Energie Solothurn: Hybridwerk Aarmatt	Netz	ca. 2'000 kg H ₂ im 2016	Einspeisung H ₂ ins Gasnetz
Wasserstoffprojekt von H2Energy und eniwa	direkte Nutzung Wasserkraftanlage in Aarau	ca. 20'000 kg H ₂ pro Jahr	Treibstoff (Coop Wasserstoff-Tankstelle)
Wasserstofftankstelle EMPA	Netz	180 kW Elektrolyseleistung	Treibstoff, u.a. für ein Kehr-fahrzeug
Energieautarkes Mehrfamilienhaus in Brütten	Photovoltaik auf den eigenen Dächern		Eigenversorgung für Wärme und Strom

Tabelle 11: Übersicht Power-to-Hydrogen Anlagen in der Schweiz (Quelle: IET 2018)

Erneuerbares Methan: In vier Pilot- und Demonstrationsanlagen wurde erneuerbares Methan hergestellt. Die Anlage bei der Kläranlage im Werdhölzli ist nicht mehr in Betrieb.

Beschreibung	Methanisierung	Verwendung
Regio Energie Solothurn: Hybridwerk Aarmatt	biologisch mit Urbakterien (Archäen)	
PSI: ESI-Plattform, Testanlagen sind mobil	klassisch/chemisch	Pilot- und Demonstrationsanlagen, teilweise wird ins Netz eingespeist
PSI und Energie360: Direktmethanisierung bei der Kläranlage Werdhölzli (nicht mehr im Betrieb)	Direktmethanisierung (CO ₂ im Rohbiogas wird zu CH ₄)	
Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR	klassisch/chemisch	

Tabelle 12: Übersicht Power-to-Methane Anlagen in der Schweiz (Quelle: IET 2018)

In Dietikon ist geplant, die erste industrielle Anlage zu erstellen (Limeco mit Swisspower). Als Inputs dienen der Strom aus der Kehrlichtverbrennungsanlage und als Kohlenstoffquelle das Faulgas aus der Abwasserreinigungsanlage (direkte biologische Methanisierung mit Urbakterien («Archäen»)).

Quelle:

— IET 2018: Webapplikation «PtX-Übersicht» des Instituts für Energietechnik der Hochschule Rapperswil ([Link](#))

c) Aktuelle Wirkungsgrade sowie Prognosen

Von Strom zu Methan

Zu den Wirkungsgraden der beiden Schritte Elektrolyse und Methanisierung bestehen sehr viele unterschiedliche Angaben, da der Wirkungsgrad unterschiedlich definiert wird und teilweise der Heizwert und teilweise der Brennwert der Brennstoffe verwendet wird. Der Wirkungsgrad vom Brennwert Gas zur eingesetzten elektrischen Energie beträgt heute rund 55% (Eicher+Pauli 2016). Schätzungen für 2050 liegen für die Elektrolyse bei rund 85% (Forschungsradar 2018). Der maximale Wirkungsgrad der Methanisierung (Brennwert Gas/Brennwert Wasserstoff) ist stöchiometrisch auf 78% begrenzt. Zusammen ergibt dies für 2050 einen maximalen Wirkungsgrad von 66%.

Von Strom über Methan zu Wärme und Strom

Der Wirkungsgrad der gesamten Kette von Strom über Wasserstoff und Methan zu Strom und Wärme liegt nochmals tiefer (siehe Tabelle 13). Für die Transformation des Methans zu Wärme und Strom haben wir folgende Wirkungsgrade angenommen: Wärme (Gasheizkessel) 95%, Strom (Gas- und Dampf-Kraftwerke GuD) 55%, Wärme und Strom zusammen über WKK 85%, Wärme über Wärmepumpen 165% (Strom aus GuD und JAZ 3). Dies ergibt 2050 Wirkungsgrade von rund 36% für eine reine Stromnutzung und 56% für Strom und Wärme im WKK kombiniert. Ein paar wenige Prozent der berechneten Zahlen müssen zusätzlich abgezogen werden, um Verluste im Gasnetz und bei der saisonalen Speicherung abbilden zu können.

	Wärme (Gasheizkessel)	Strom (GuD)	Strom und Wärme (WKK)	Wärme (WP) mit Strom aus GuD	Strom und Wärme (WKK & WP)
aktuell	52 %	30 %	47 %	91%	83%
2050	63 %	36 %	56 %	109%	97%

Tabelle 13: Gesamtwirkungsgrade eines Systems mit Methan als Zwischenspeicher inkl. Prognosen
(Quelle: Wirkungsgrade synthetische Gase von Eicher + Pauli 2018 kombiniert mit den in Texten genannten Wirkungsgrade für Strom und Wärme)

Quellen:

- Eicher+Pauli 2016, *Power-to-Gas und weitere Möglichkeiten zur Speicherung von Energie im Kanton Schaffhausen*.
- Forschungsradar 2018, *Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende*

d) Gestehungskosten erneuerbare synthetische Gase

Kostenfaktoren

Die Gestehungskosten von erneuerbarem synthetischem Methan sind von diversen Faktoren abhängig wie den Investitionskosten, der Anlagengrösse, der Abschreibungsdauer, etc. Aus energiesystemischer Sicht sind folgende Faktoren von besonderem Interesse:

Volllaststunden: Je höher die Volllaststunden, desto günstiger die produzierte kWh Gas.¹²

Stromkosten: Die Kosten hängen stark von den Gestehungskosten des erneuerbaren Stroms ab. Aus dieser Perspektive kann es Sinn machen, die Anlagen nur bei sehr tiefen oder gar negativen Stromkosten laufen zu lassen. Dies steht jedoch im starken Widerspruch zu den gewünschten hohen Volllaststunden, siehe dazu Informationen zum Thema Überschussstrom in den «offenen Fragen».

Netznutzungskosten: Wird eine Power-to-Gas Anlage direkt neben der Stromproduktionsanlage erstellt, entfallen die Kosten für die Netznutzung in jedem Fall. Wird der Strom jedoch vom Netz bezogen, muss heute in der Schweiz die Netznutzung bezahlt werden¹³.

Kosten für das CO₂: Diese sind tief, wenn Abgase von Verbrennungsanlagen (Gaskraftwerke, Kohlekraftwerke, Zementwerke, aber auch Kehrlichtverbrennungsanlagen oder Biogasanlagen) genutzt werden und viel höher, wenn CO₂ aus der Atmosphäre gewonnen werden muss. In einer dekarbonisierten Welt sind die Kosten eher hoch, da die fossilen Punktquellen als mögliche CO₂-Quelle wegfallen.

Kostenschätzungen

Konkrete Kostenschätzungen variieren je nach den oben genannten Annahmen zu den wichtigsten Kostenfaktoren. Die Hochschule Rapperswil hat einen Rechner zur Verfügung gestellt, der konkrete Schätzungen ermöglicht und dadurch Zusammenhänge sichtbar macht. Abbildung 39 zeigt, wie die Kosten mit steigenden Volllaststunden sinken und stark von den Energiekosten (Stromproduktion und Netzentgelte) abhängig sind.

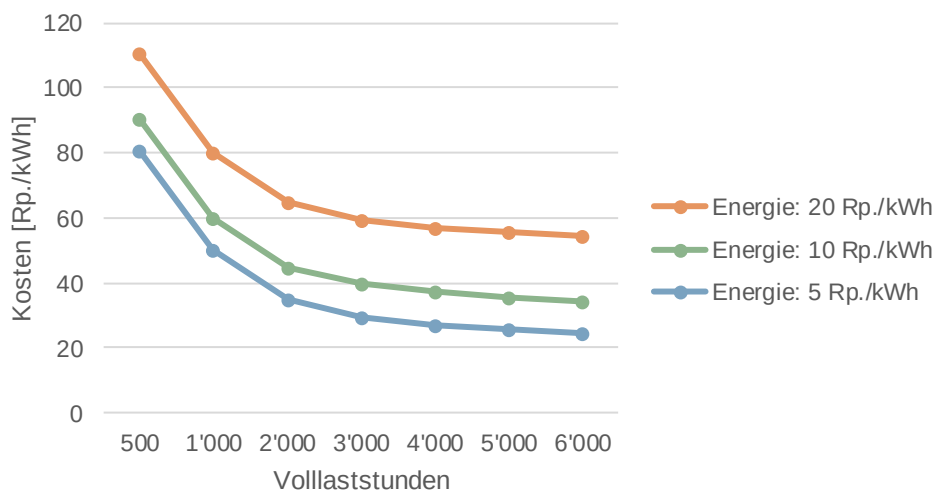


Abbildung 39: Kosten von erneuerbarem Methan nach Betriebsdauer und Energiekosten
(Quelle: HSR 2019, Annahmen: Anlage > 5 MW, CO₂ gratis)

¹² Indikator für Ausnutzung der Anlage: Viele Anlagen laufen teilweise unter Teillast und teilweise unter Volllast. Die Anzahl Stunden in Betrieb ist daher kein guter Indikator für die Ausnutzung der Anlage. Um einen Vergleich der Ausnutzung zu machen, wird die Betriebsdauer auf Volllast umgerechnet: Wie viel Stunden müsste die Anlage laufen, wenn sie für die gesamte Jahresproduktion mit der maximalen Leistung fahren würde? Ein wichtiger Referenzwert für die Volllaststunden sind 8'760 Stunden, also wieviel Stunden ein Jahr hat.

¹³ Pumpspeicherkraftwerke müssen heute keine Netznutzung für den Pumpstrom bezahlen. Hier wird derzeit diskutiert, inwieweit eine Power-to-Gas Anlage auch als Stromspeicher agieren und vergleichbar behandelt werden müsste. Befürworter argumentieren, dass Strom in Gas verwandelt wird und dieses im Netz gespeichert werden kann. Gegner argumentieren, dass während Pumpspeicher den Strom immer speichern (Speicher = See), das Gas nicht immer gespeichert wird, sondern auch direkt genutzt wird und nur Anlagen mit physischem Gasspeicher mit Pumpspeichern vergleichbar sind.

Eine Szenarioanalyse für die Schweiz (Park 2017) zeigt vergleichbare absolute Grössenordnungen und ähnliche Zusammenhänge. Abbildung 40 zeigt die höchsten Kosten, wenn nur Photovoltaik Überschussstrom (500 Volllaststunden angenommen) verwendet wird und viel tiefere Kosten bei rund 2'600 oder 7'500 Volllaststunden. Zudem zeigen sich höhere Kosten für Methan als für Wasserstoff aufgrund der Kosten für die zusätzliche Methanisierung. Schliesslich ist die Nutzung für Mobilität teurer, weil die Kosten für den Transport des Wasserstoffs hinzugezählt werden, während sonst angenommen wird, dass die Anlage bereits am Gasnetz gebaut wird.

In dieser Studie werden neben den Gestehungskosten (auf Englisch levelised costs of energy LCOE) zudem die möglichen Erträge (beinhaltet Erträge als auch vermiedene Kosten, auf Englisch levelised value of energy LVOE) berechnet. Dabei sind die Erträge bei der Mobilität aufgrund einer höheren Zahlungsbereitschaft deutlich höher als beim Gasnetz. Dazu kommen je nach Szenario zusätzliche mögliche Erträge hinzu:

- Erträge von rückgewonnener Abwärme bei den Szenarien mit Methan
- Erträge von der Erbringung von Primärregelung auf dem Regelenergiemarkt bei allen Szenarien ausser den Überschussszenarien
- In einem Szenario («Biogas») wurde angenommen, dass Roh-Biogas als CO₂-Quelle für die Methanisierung des Wasserstoffes dient. Damit übernimmt der Synthesegas-Produktionsprozess die Kosten, das CO₂ für die Methanisierung vom Biogas abzuscheiden. Da der Prozess aber nicht nur der CO₂-Abscheidung dient, sondern der Aufbereitung von Biogas zu einspeisbarem Biomethan, gelten die aus Sicht Biomethan vermiedenen Kosten für die Aufbereitung in diesem Szenario als zusätzliche Erträge.

Die Gegenüberstellung von Kosten und möglichen Erträgen zeigt, dass die Szenarien weit weg sind von der Profitabilität. Am besten schneiden die Szenarien ab, in denen erneuerbarer Wasserstoff in der Mobilität eingesetzt wird.

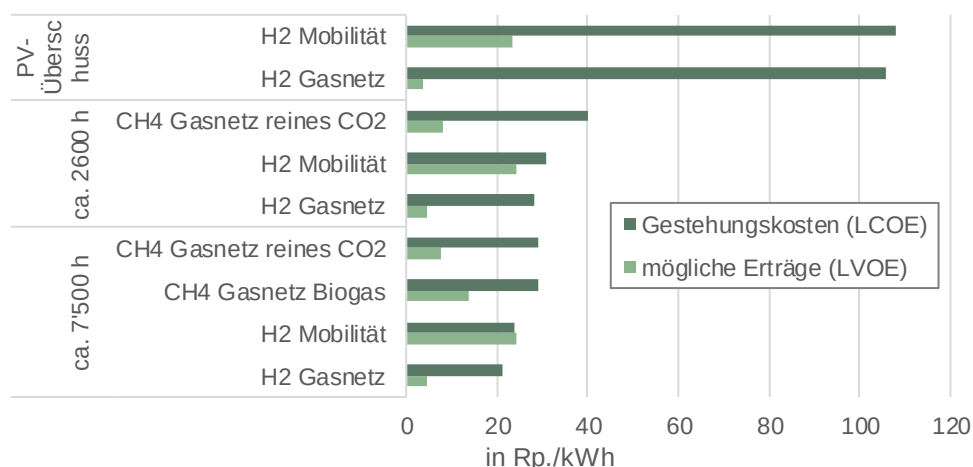


Abbildung 40: Kosten von erneuerbarem Gas je nach Szenario
(Quelle: Park 2017, Annahme 4.5 Euro-Cent/kWh zugekauftem Strom)

Kostenentwicklung in der Zukunft

Schätzungen für die Zukunft nehmen abnehmende Kosten an. Für das Jahr 2050 schätzt Agora (2018) Kosten (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) von 7 bis 16 Cent/kWh Brennwert bei rund 4'000 Volllaststunden (Wind-Offshore in der Nord-/Ostsee oder auch PV mit Wind kombiniert in Nordafrika oder im Nahen Osten, Stromkosten von 2 bis 5 Cent/kWh) und rund 9 Cent bei 8'000 Volllaststunden mit Geothermie in Island (begrenzttes Potenzial von insgesamt 50 TWh, Stromkosten von knapp 3 Cent/kWh).

Die Kostensenkungen basieren auf der Bedingung, dass die global installierte Power-to-Gas Kapazität auf 100 GW steigt. Dies erfordert aus Sicht der Autoren erhebliche frühzeitige und kontinuierliche Investitionen in Elektrolyseure und CO₂-Absorber, welche wiederum von politischer Intervention und einer hohen CO₂-Bepreisung abhängig sind, da die Produktionskosten sonst langfristig höher sind als die der fossilen Alternativen

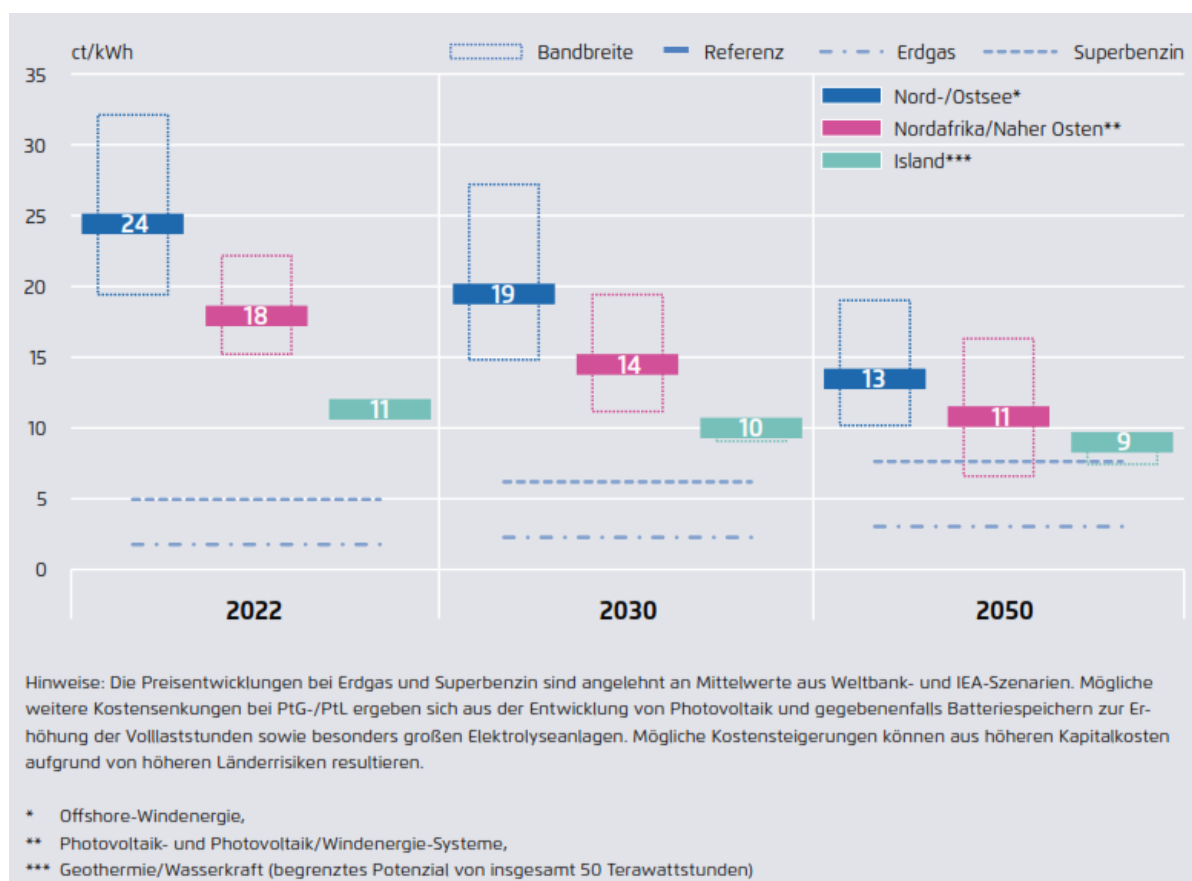


Abbildung 41: Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Flüssigkraftstoffen (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) in Cent₂₀₁₇ je Kilowattstunde Endprodukt (Quelle: Agora 2018)

Zu ähnlichen Resultaten für das Jahr 2030 kommt eine ältere Studie Altmann (2013).

Quellen:

- acatech (2015): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien. Stellungnahme. November 2015*
- Agora (2014): *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen.*
- Agora (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.*
- Altmann (2013): *LBST, Analyse der Kosten und Vermarktungsoptionen erneuerbarer Gase*
- Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE (2019): *Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht (12/2018)*
- HSR (2019): *Kostenrechner «Mobilität mit erneuerbarem Erdgas» der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR), abgerufen 10. Januar 2019*
- Park (2017): *Park, C.; Bigler, F.; Knazkins, V.; Kienzle, F.: Feasibility analysis of the power-to-gas concept in the future Swiss distribution grid. CIRED Open Access Proc. J., Vol. 2017, Iss. 1, S. 1768-1772.*

e) **Aktuelle Preise**

Wasserstoff

An der Coop Wasserstoff Tankstelle in der Schweiz wird der erneuerbare Wasserstoff zu 10.90 Franken pro Kilogramm verkauft (Stand 2017). Das entspricht einem Preis von 33 Rp./kWh und rund 8.3 Fr./100 km.

An den wenigen vorhandenen Tankstellen in Deutschland kostet der Wasserstoff 9.50 Euro pro Kilogramm (Stand 2016).

Methan

Preise zu synthetischem Methan wurden nicht gefunden.

Quellen:

- Handelsblatt: *«Die Zukunft kommt aus Wuppertal»*, Artikel vom 17. Juni 2016, Link, Abfragedatum: 09.10.2018
- Swissinfo: *«Wasserstoff: Neuer Treibstoff vom Rhein»*, Artikel vom 10. November 2017, Link, Abfragedatum: 09.10.2018

f) **Arten des Imports in die Schweiz**

Erneuerbare synthetische Gase wurden bisher vereinzelt importiert als Flüssiggas importiert. Private Akteure bauen derzeit (Frühling 2019) eine Infrastruktur für den Import auf (Lastwagen von Lidl).

Zu Arten des Imports von Methan vergleiche Kapitel 2.1e) zum Import von Biogas: Das Gleiche gilt analog für erneuerbare synthetische Gase. Wird also erneuerbares synthetisches Gas über

das Gasnetz importiert, wird es als Erdgas verzollt und unterliegt daher der CO₂-Abgabe bzw. der Mineralölsteuer.

Konventioneller Wasserstoff wird heute durch Industriegasfirmen in Form von Druckgas (Flaschen) und als Flüssigwasserstoff (Cryotank-Lastwagen) importiert.

Quelle:

— BFE 2007, Energieforschungsprogramme Wasserstoff und Brennstoffzellen für die Jahre 2008-2011

g) Anerkennung von erneuerbaren synthetischen Gasen

Die Anerkennung erneuerbarer synthetische Gase inklusive Wasserstoff ist der Anerkennung von Biogas (siehe Kapitel 2.1d)) sehr ähnlich:

- Als Treibstoff unterliegen sie dem Mineralölsteuergesetz. Eine Steuererleichterung ist bei der Erfüllung der ökologischen und sozialen Mindestanforderungen möglich. Dazu muss zumindest die zur Elektrolyse eingesetzte Energie vollumfänglich und nachweisbar aus erneuerbaren Quellen stammen.
- Als Brennstoff unterliegen die Gase weder dem Mineralölsteuergesetz noch der CO₂-Abgabe.

h) Wasserstoff im Gasnetz

In Deutschland wurde in einem Forschungsprojekt die gesamte Erdgasversorgungskette auf die Toleranz gegenüber Wasserstoff untersucht. Für die «häusliche und gewerbliche Endnutzung» kam das Projekt zum Schluss, dass sich bei einem Anteil von bis zu 10% keine Beeinträchtigungen bezüglich Sicherheit oder Betrieb ergeben (Müller-Syring 2014). Nutzungen, bei denen bei der Beimischung von Wasserstoff Probleme entstehen können, sind die Nutzung in Erdgasautos (Versprödung der heutigen Tanks), die stoffliche Nutzung von Erdgas in chemischen Prozessen, die Speicherung und die Nutzung für Gasturbinen.

Weitere Herausforderungen bei höheren Anteilen liegen bei der Einspeisung, da der Wasserstoff sich nicht sofort gleichmässig im Netz verteilt, sondern lokal in jeweils höherer Konzentration vorliegen würde. Bei fluktuierender Herstellung bräuchte es zudem eine Zwischenspeicherung, da es sonst zu fluktuierenden Wasserstoff-Konzentrationen käme und dies es verunmöglicht, Endgeräte auf eine bestimmte Konzentration optimiert einzustellen.

In Deutschland wurde 2014 bis 2015 die Beimischung von Wasserstoff in einem realen Verteilnetz mit 176 Endgeräten getestet. Dazu wurde der Anteil Wasserstoff schrittweise auf 9% erhöht. Die Beimischung des Wasserstoffs führte auch nach mehreren Monaten zu keinen negativen Effekten (Dörr et al. 2015). Es ist ein Nachfolgeprojekt in Sachsen-Anhalt geplant, bei dem der Anteil auf 20% erhöht werden soll.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) empfiehlt heute ein maximales Beimischungsverhältnis von 10%. Dabei ist aber zu beachten, dass es im Verteilnetz keine der genannten Endnutzer hat, bei denen Probleme auftauchen könnten. Es gibt sehr viele

Verteilnetze, an denen weder Erdgastankstellen noch Gasturbinen, Speicher oder stoffliche Nutzungen angeschlossen sind.

Viele Geräte funktionieren auch mit Anteilen von mehr als 10% einwandfrei. Je höher der Anteil wird, desto mehr Aspekte müssen bezüglich Sicherheit und Betrieb jedoch berücksichtigt und angepasst werden. So ist bspw. auch zu bedenken, dass aufgrund der niedrigeren Energiedichte für die Bereitstellung derselben Energiemenge ein höherer Gasdurchsatz erforderlich ist.

In der Schweiz ist derzeit der Anteil von Wasserstoff im Gasnetz auf zwei Prozent beschränkt (G18 Richtlinie des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches SVGW). Die Richtlinie soll jedoch revidiert werden und auf die neuen Erkenntnisse angepasst werden.

Quellen:

- Dörr et al. (2018): Dörr, H.; Kröger, K.; Graf, F.; Köppel, W.; Burmeister, F.; Senner, J.; Nitschke-Kowsky, P.; Weßing, W. *Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz. Energie Wasser-Praxis* 11/2016, S. 50-59.
- Müller-Syring, G.M.H. (2014): *Auswirkungen von Wasserstoff im Erdgas in Gasverteilnetzen und bei Endverbrauchern*, gwf Gas Erdgas, S. 310-313, 5 2014.

3.2 offene Fragen

- a) Wie ist die Klimabilanz von erneuerbarem synthetischem Wasserstoff und Methan?

Klimabilanzen (Lebenszyklusanalyse)

In der Literatur finden sich vor allem Daten zur Öko- und Klimabilanz (Lebenszyklusanalyse) von synthetischen Gasen, die in der Mobilität eingesetzt werden (ZHAW 2018, Quantis 2015). Die Analysen zeigen, dass die grössten Emissionen durch den Strombedarf für die Produktion von Wasserstoff (Elektrolyse) entstehen und dass hier sehr grosse Unterschiede je nach erneuerbarer Stromerzeugungsquelle bestehen (bspw. Kehrlichtverbrennung vs. Wasserkraft vs. Photovoltaik, etc.). Weniger relevant sind die weiteren Schritte wie die Gewinnung von CO₂ oder die Methanisierung. Beim CO₂ schneidet die Gewinnung aus Abgasen besser ab als die aufwändigere Abtrennung aus der Umgebungsluft. Bei der Gewinnung aus Abgasen wird der direkte CO₂-Ausstoss dem vorgelagerten Prozess zugewiesen (bspw. Kohlekraftwerk, Gaskraftwerk, Biogasanlage) und so resultieren nur noch wenige Emissionen für die Aufbereitung für die Methanisierung.

Vergleich für Mobilität

Vergleich mit fossilen Treibstoffen: Ökobilanz-Resultate der ZHAW (2018) zeigen, dass erneuerbares synthetisches Methan klimafreundlicher ist als fossile Treibstoffe. Wird der Strom für Wasserstoffproduktion und Methanisierung aus Wasserkraft, der Kehrlichtverbrennungsanlage oder «Überschussstrom» (keine Zuordnung der Stromproduktionsemissionen) erzeugt,

reduzieren sich die Emissionen gegenüber den fossilen Treibstoffen um rund 50%, wird er aus Photovoltaik gewonnen immer noch 20 bis 35% (Abbildung 42)¹⁴.

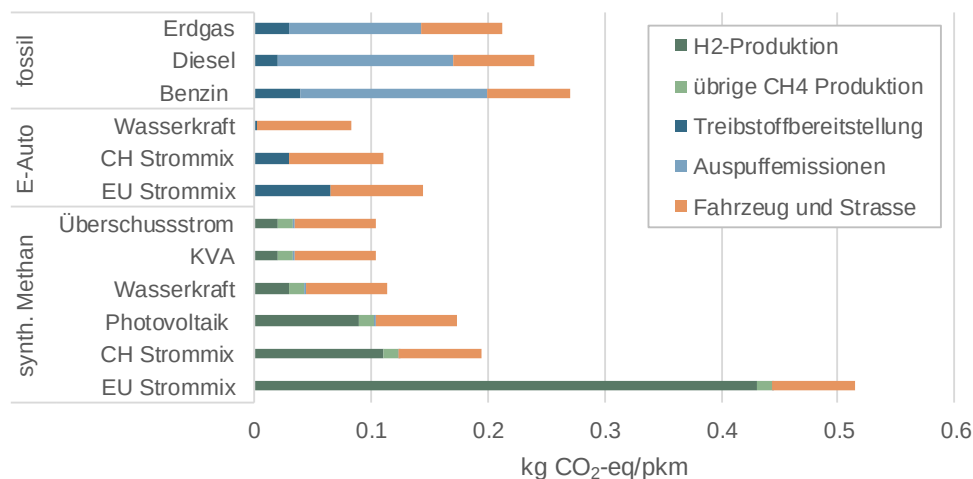


Abbildung 42: Treibhausgasemissionen pro Personenkilometer je nach genutztem Treibstoff. Gesamte Bilanzierung ohne Nutzung Gasnetz/-speicherung (Quelle: ZHAW 2018).

Vergleich mit Elektroautos: Die Abbildung zeigt auch die Emissionen eines Elektroautos mit verschiedenen Stromquellen für die Wasserstoff-Produktion und Methanisierung. Bei gleicher Stromquelle ist das Elektroauto deutlich klimafreundlicher als ein Gasauto mit synthetischem Gas – bei Wasserkraft um rund 40%, beim Schweizer Verbraucher-Strommix um 80% und bei einem EU-Strommix um 250%. Je sauberer der eingesetzte Strom, desto mehr fallen die übrigen Bereiche wie Fahrzeug und Strasse ins Gewicht. Steht eine Kilowattstunde Strom zur Verfügung, ist es klimafreundlicher, sie im Elektroauto einzusetzen (falls möglich) als für erneuerbares synthetisches Gas. Eine Studie der EMPA und dem PSI (2019) kommt auf den ersten Blick zum gegenteiligen Schluss, dass Gasfahrzeuge mit erneuerbarem synthetischem Gas klimafreundlicher sind als Elektrofahrzeuge. Dieses Resultat widerspricht jedoch den obigen Analysen nicht, denn die Studie nimmt an, dass das erneuerbare synthetische Methan mit einem 2.5-fach saubererem Strommix hergestellt wird, als das Elektroauto zum Antrieb benutzt (40 vs. 100 g CO₂-eq./pkm).

Unterschiede je nach Stromquelle: Die Emissionen von erneuerbarem synthetischem Gas unterscheiden sich stark je nach angenommener Stromquelle zur Produktion. Methan mit «Überschussstrom» (keine Zuordnung der Stromproduktionsemissionen), Strom aus der Kehrlichtverbrennungsanlage oder Wasserkraft ist heute beispielsweise deutlich klimafreundlicher als Methan, das mit Strom aus Photovoltaik hergestellt wird. Bei all diesen Zahlen wird angenommen, dass das Gasnetz und seine Speicher nicht genutzt werden.

Eine Analyse der Hotspots der Umweltauswirkungen von strombasierten Treibstoffen im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (Quantis 2015) kommt zu ähnlichen Schlüssen und zeigt zudem Resultate für Wasserstoff. Die Studie fokussierte auf die rechtlichen Grenzwerte für die Steuererleichterung von Treibstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen, nämlich mindestens 40%

¹⁴ Ein Analogieschluss aus dem Kapitel 2.2c) zeigt, dass erneuerbares synthetisches Gas eine ähnliche Klimabilanz ausweist wie Biogas.

weniger Treibhausgasemissionen und nicht mehr als 125% der gesamten Umweltbelastung der fossilen Referenz.

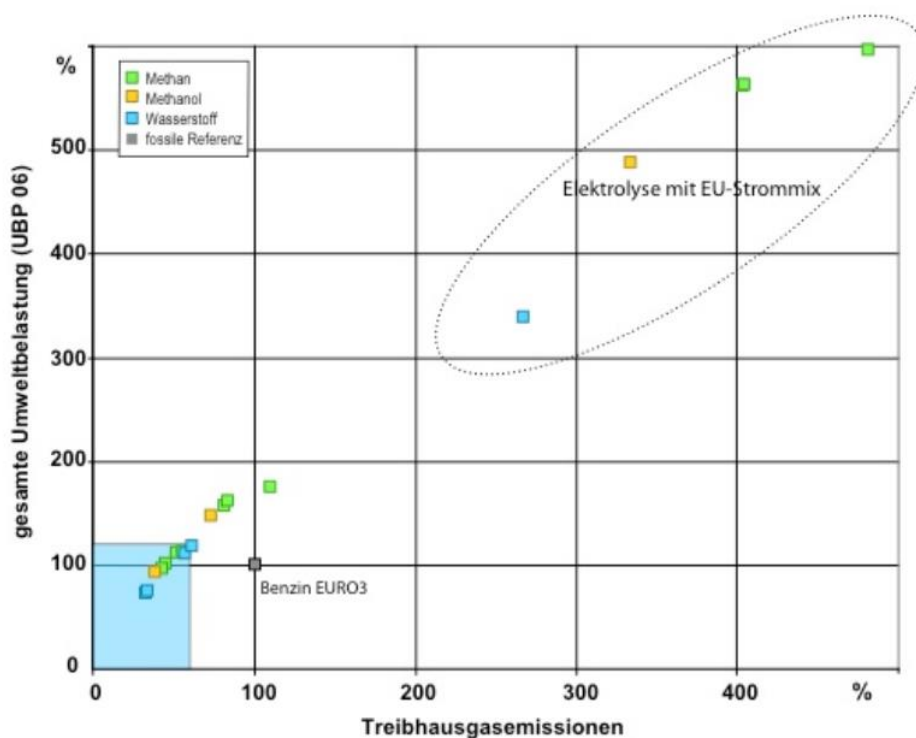


Abbildung 43: Treibhausgasemissionen und Umweltbelastung pro Personenkilometer je nach genutztem Treibstoff (bei Methan inklusiv Nutzung des Gasnetzes über 100 km, aber ohne Speicherung). Quelle: Quantis 2015

Erfolgt die Wasserstoffproduktion (Elektrolyse) mit einem EU-Strommix, ist die Klima- und Ökobilanz sehr viel schlechter als die fossile Referenz Benzin (Abbildung 43). Erfolgt die Elektrolyse mit Strom aus Photovoltaik, verursacht das erneuerbare Methan knapp 20% weniger Treibhausgasemissionen als Benzin, aber mehr als 150% der Umweltbelastung. Mit Windstrom werden beide Grenzwerte eingehalten – die Treibhausgasemissionen des Methans sind um mehr als 50% tiefer und die Umweltbelastung bleibt in etwa gleich. Generell schneidet synthetischer Wasserstoff immer besser ab als Methan, da die CO₂-Gewinnung und Methanisierung auch Emissionen verursachen und den Wirkungsgrad reduzieren.

Vergleich für Raumwärme

Zur Ökobilanz beim Einsatz von synthetischem Methan für Raumwärme wurde keine Literatur gefunden. Basierend auf den Analysen der ZHAW (2018) für die Mobilität, bei denen die Emissionen für Fahrzeug und Strasse abgezogen werden können und den Analysen von Quantis (2015), kann für die Treibhausgasbilanz von synthetischem Methan von folgenden Grössenordnungen gegenüber Erdgas ausgegangen werden:

- mit fossilem Strom erzeugtes Methan: sehr viel schlechtere Bilanz als Erdgas
- mit Schweizer Strommix und Photovoltaik: etwas bessere Bilanz als Erdgas
- mit «Überschussstrom», KVA, Wasserkraft, Windkraft: viel bessere Bilanz als Erdgas

Kombiniert man diese Schlussfolgerungen mit dem Vergleich von Energieträgern im Wärmebereich (siehe Kapitel 2.2c)), zeigt sich dasselbe Resultat wie bei der Mobilität: Falls Strom mit tiefen CO₂-Emissionen direkt für Raumwärme eingesetzt werden kann, ist dieser Weg klar klimafreundlicher als er über erneuerbares synthetisches Gas.

Klimabilanz mit Systemgrenze Schweiz

Eine Analyse, welche nicht den Lebenszyklus betrachtet, sondern nur die Emissionen in der Schweiz (Systemgrenze nach Treibhausgasinventar), ergibt andere Resultate. Es gibt dazu keine Studien, aus den obigen Analysen lassen sich aber grobe Rückschlüsse ableiten. Beispielsweise für Anwendungen in der Mobilität: Wird das synthetische Gas im Ausland erzeugt oder mit importiertem Strom hergestellt, schneiden Benzin-, Diesel- und Erdgasautos sehr viel schlechter ab Fahrzeuge mit synthetischem Gas oder direktem Stromverbrauch. Letztere beide schneiden fast gleich ab. Die Emissionen für die Treibstoffherstellung und Fahrzeugherstellung entfallen fast ganz, weil sie im Ausland anfallen. Es verbleiben die Emissionen für die Strasse, welche für alle Fahrzeuge gleich hoch sind.

Schlussfolgerungen für Einsatz erneuerbarer synthetischer Gase für Klimaziele aus systemischer Sicht

Die Analysen zeigen, dass aus Sicht Lebenszyklus erneuerbare synthetische Gase im Vergleich zu Erdgas klimafreundlicher sind, dass aber die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom noch mehr Treibhausgasemissionen reduziert.

Schlussfolgerungen aus systemischer Sicht für heutige Situation: Derzeit ist die Stromnachfrage in der Schweiz und in Europa in allen Monaten deutlich höher als die erneuerbare Stromproduktion. Wird daher bereits produzierter erneuerbarer Strom neu für erneuerbare synthetische Gase eingesetzt, wird er einer anderen bestehenden Nutzung entzogen. Da erneuerbare synthetische Gase zudem meist weniger effizient sind als die direkte Nutzung von Strom (siehe Erläuterungen weiter oben und Abbildung 44), leistet die Nutzung von heute bestehendem erneuerbarem Strom für erneuerbare synthetische Gase netto keinen Beitrag zu einer Reduktion von Treibhausgasen (siehe auch Argumentation in ZHAW 2018).

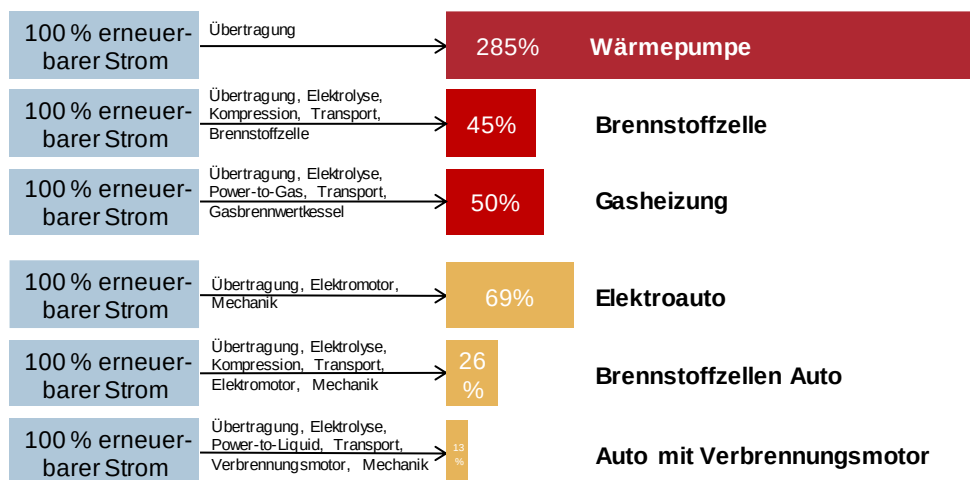


Abbildung 44: Gesamtwirkungsgrade für Wärme (rot) und Transport (gelb) ausgehend von erneuerbarem Strom (Quelle: Agora 2018)

Schlussfolgerungen aus systemischer Sicht für den Zubau erneuerbarer Strom: Zur Erreichung der Klimaziele soll aus systemischer Sicht zusätzlicher erneuerbarer Strom zuerst dort eingesetzt werden, wo er am meisten oder am kostengünstigsten CO₂ reduziert. Hier zeigt sich, dass in den Sektoren Wärme und Transport die Elektrifizierung ein sehr grosses Reduktionspotenzial aufweist (siehe Gesamtwirkungsgrade in Abbildung 44). Kann also eine zusätzliche Kilowattstunde direkt in einem Elektroauto oder einer Wärmepumpe eingesetzt werden, ist die Klimawirkung hier höher. Kann die zusätzliche Kilowattstunde jedoch gar nicht eingesetzt werden (Abregelung/Überlauf) oder ist die Elektrifizierung in einem Sektor nicht möglich oder ineffizient (Prozesswärme, Schwerverkehr), leistet die Umwandlung des Stroms in erneuerbare Gase einen Beitrag zu den Klimazielen. Diverse Studien aus Deutschland und der Schweiz (siehe Kapitel c)) zeigen in diesem Sinne, dass erst bei sehr hohen Klimazielen und damit sehr hohem Ausbaugrad an fluktuierenden erneuerbaren Energien erneuerbare Gase eine relevante Rolle spielen. Erst in Szenarien mit hohen Klimazielen wird relevant erneuerbarer Stromüberschuss produziert und müssen auch die Sektoren mit wenig Substitutionspotenzial ihre Emissionen reduzieren.

Exkurs Überschussstrom

In der öffentlichen Diskussion ist oft von Überschussstrom die Rede. Der Begriff Überschussstrom wird jedoch nicht einheitlich definiert. Zudem ist insbesondere schlecht definiert, in welchen Fällen «Überschussstrom» als erneuerbar gilt.

Mögliche Definitionen

- Überschussstrom entsteht bei **negativer Residuallast**, also dann, wenn nicht regelbare Kraftwerke mehr Strom produzieren als insgesamt Strom nachgefragt wird. Zu nicht regelbaren Kraftwerken gehören Wind, Photovoltaik, Laufwasserkraft oder wärmegeführte Wärme-Kraft-Kopplung. Zukünftig wird für Deutschland geschätzt, dass bei ungefähr 80% fluktuierender erneuerbarer Energien (Ziel für 2050) während rund 3'000 Stunden negative Strom-Residuallast entsteht (acatech 2015).
- Überschussstrom ist das Stromangebot zu **negativen Börsenpreisen**. Diese entstehen seit ein paar Jahren in Deutschland, wenn Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und wärmegeführte WKK-Anlagen trotz starker Einspeisung der erneuerbaren Energien ihre Stromproduktion nur wenig drosseln (Agora 2014). Bei negativen Börsenpreisen wird ein Teil des Stroms immer noch fossil oder nuklear hergestellt. Zwischen 2012 und 2018 gab es in Deutschland zwischen 56 und 146 Stunden pro Jahr negative Strompreise (Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE 2019).
- Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage und im Umfang des Deltas erneuerbar Strom produziert wird.
- Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage. In Deutschland ist es bundesweit noch nie dazu gekommen, dass Wind und Photovoltaik die gesamte Nachfrage decken.

Künftige Entwicklung Überschussstrom

In der Öffentlichkeit besteht teilweise die Vorstellung, dass ein sehr starker Zubau der erneuerbaren Stromproduktion zu einer sehr grossen Menge an Überschussstrom führen wird und dieser «überschüssige» Strom nahezu gratis für Anwendungen wie Power-to-Gas zur Verfügung stehen wird. Ohne gezielte Förderung dämpft sich der Zubau Erneuerbarer langfristig

selber, da der Zubau zu mehr Angebot und zu tieferen Preisen führt, was die Attraktivität eines weiteren Zubaus schmälert. Zudem werden diverse Anwendungen um die Verwendung des Überschussstroms konkurrenzieren (bspw. Power-to-Heat, Flexibilisierung mit Batterien) und diesen somit monetarisieren. Überschussstrom, der nahezu gratis ist, wird aus diesen Gründen nicht in grossen Mengen zur Verfügung stehen. Dahingegen kann es hingegen erwünscht und geplant sein, bewusst zusätzlichen erneuerbaren Strom zu produzieren, um ihn saisonal speichern zu können.

Für die weitere Diskussion werden daher die folgenden beiden Begriffe definiert:

Überschussstrom: Strom, der nahezu gratis ist und im Energiesystem nicht verwendet werden würde, wenn er nicht für Power-to-Gas eingesetzt werden würde. Erneuerbar ist er, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage. Aufgrund der obigen Ausführungen werden Menge und mögliche Volllaststunden auch in Zukunft gering bleiben.

Zusatzstrom: Zusätzlich zugebaute erneuerbare Stromproduktion zur Umwandlung in erneuerbares Gas. Damit dieser Einsatz zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll ist, muss dies zusätzlich zur neu zugebauten Stromproduktion sein, welche die Sektoren Wärme und Transport elektrifiziert. Dieser Zusatzstrom ist teurer als der Überschussstrom

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Bei gleicher Stromquelle ist die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff klimafreundlicher als die von erneuerbarem Methan.	9	0	0
2. Erneuerbare synthetische Gase sind klimafreundlicher als fossile Energieträger.	9	0	0
3. Wird zur Produktion von erneuerbarem Methan Photovoltaik eingesetzt, ist die Klimabilanz aus Lebenszyklus-Sicht derzeit nur leicht besser als die von Erdgas.	8	0	1
4. Wird CO ₂ -armer Strom zur Produktion von erneuerbarem Methan eingesetzt, ist die Klimabilanz aus Lebenszyklus-Sicht klar besser als die von Erdgas.	9	0	0
5. Wird für den Antrieb eines Elektroautos die gleiche Stromquelle verwendet wie für die Herstellung von erneuerbarem synthetischem Methan, ist das Elektroauto klimafreundlicher als ein Gasauto mit erneuerbarem synthetischem Methan. <i>Begründung für Nein: Nein, denn wenn Batterieherstellung nicht mit erneuerbaren Energien erfolgt, ist die Klimabilanz in etwa ähnlich. Nein, da die Aussage zu pauschal ist und die Literatur dazu nicht eindeutig ist.</i>	11	2	0
6. Bei gleicher Stromquelle ist eine Wärmepumpe klar klimafreundlicher als ein mit Gas betriebener Brennwärtekessel mit erneuerbarem synthetischem Methan.	9	0	0
7. Aussage aus systemischer und Lebenszyklus-Sicht: Wird in der Schweiz heute vorhandener erneuerbarer Strom neu für erneuerbare synthetische Gase eingesetzt, leistet er netto in allen Verwendungszwecken keinen Beitrag zu einer Reduktion von Treibhausgasen.	9	0	0

8. Aussage aus systemischer und Lebenszyklus-Sicht: Setzt man neu zugebaute erneuerbare Stromproduktion dafür ein, nicht erneuerbare Stromproduktion zu ersetzen oder die Sektoren Wärme und Transport zu elektrifizieren, werden mehr Treibhausgas-Emissionen reduziert als beim Einsatz für die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen.	9	0	0
9. Wird in der Schweiz erneuerbares synthetisches Gas hergestellt (mit erneuerbarem Strom aus In- oder Ausland), und damit in der Schweiz fossile Energieträger ersetzt, reduziert dies die Emissionen der Schweiz nach Treibhausgas-Inventar.	9	0	0

Quellen:

- easac 2019: *Decarbonisation of transport: options and challenges*. European Academies Science Advisory Council
- Ifeu 2011, *Umweltbilanzen Elektromobilität*
- Quantis (2015): *Analyse der Umwelt-Hotspots von strombasierten Treibstoffen*. Spielmann, M., Ruiz, S.; Zah, Rainer.
- Treeze (2016): *Umweltbilanz Strommix Schweiz 2014*. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt.
- ZHAW (2018): *Life Cycle Assessment of Renewable Methane for Transport and Mobility*. Wettstein, S.; Itten, R., Stucki, M.

b) Welches ist das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase?

Grundlagen zu Potenzialanalysen für die Schweiz

Wichtige Input-Faktoren für die Herstellung von erneuerbaren synthetischen Gasen sind der erneuerbare Strom und bei erneuerbarem Methan zusätzlich die Rohstoffe CO₂ und Wasser.

CO₂ und Wasser: Das theoretische Potenzial von CO₂ ist fast unlimitiert, da es unter anderem aus der Umgebungsluft gewonnen werden kann. Wird CO₂ aus grossen konzentrierten Emissionsquellen gewonnen, ist das Potenzial kleiner, aber der Energieaufwand zur Gewinnung ist geringer (siehe auch Kapitel a)). In der Schweiz machen 35 Gross-Anlagen (6 Zementwerke und 29 Kehrlichtverbrennungsanlagen) 98% der Punktquellen aus im Vergleich zu je 1% für Biogasanlagen und Kläranlagen (siehe Tabelle 14).

	Anzahl Anlagen	Kohlenstoff in 1000 t/a	Anteil
Zementindustrie	6	840	41%
Kehrlichtverbrennungsanlagen	29	1'160	57%
Biogasanlagen	145	20	1%
Kläranlagen	~ 900	20	1%
Total	~ 1'100	2'040	100%

Tabelle 14: Haupttypen von konzentrierten Quellen von CO₂ in der Schweiz (Quelle: Meier et al. 2017)

Forscher der Hochschule Rapperswil (Meier et al. 2017) haben gezeigt, dass die 35 Gross-Anlagen in der Nähe des Gasnetzes liegen und insofern als CO₂-Quelle für die Methanisierung geeignet wären. Zu beachten ist, dass in einer vollständig dekarbonisierten Welt nicht mehr alle Emissionen zur Verfügung stehen würden.

Die Autoren der Studie haben zudem berechnet, dass es zur Nutzung des berechneten Kohlenstoffs für die Methanisierung rund 9 Mio. m³ Wassers bedarf, was ca. 1% des Schweizer Wasserverbrauchs ausmacht. Somit sehen sie Wasser nicht als limitierenden Faktor. Um den gesamten konzentriert vorhandenen Kohlenstoff zu Methan zu verwerten bedarf es gut 59 TWh erneuerbaren Strom (für Elektrolyse, Methanisierung und Aminwäsche). Das entspricht in etwa der heutigen Landeserzeugung an Strom aller Kraftwerke in der Schweiz (61.5 TWh, BFE 2018). Würde der gesamte Kohlenstoff in Methan umgewandelt, ergäbe dies rund 28 TWh Methan (unterer Heizwert), was etwas weniger ist als der heutige Gasabsatz der Schweiz (33 TWh unterer Heizwert, siehe Kapitel 1.1a)). Die Forscher schliessen aus ihrer Analyse, dass auch Kohlenstoff nicht der limitierende Faktor ist, sondern erneuerbarer Strom. Forscher der EMPA und PSI teilen diese Sicht nach ähnlichen Analysen (EMPA und PSI 2019).

Strom: Für die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen braucht es erneuerbaren Strom. So leitet sich das Potenzial für erneuerbare synthetische Gase auf ersten Blick vom Potenzial für erneuerbaren Strom ab. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien betrug 2017 rund 40 TWh von 62 TWh Landesproduktion (BFE 2018). Das nachhaltige nutzbare zusätzliche Potenzial bezifferte der Bundesrat 2013 in seiner Botschaft zur Energiestrategie bei rund 27 TWh (davon 11 TWh für Photovoltaik). Aus systemischer Sicht ist zusätzlich erneuerbarer Strom zuerst wo möglich direkt einzusetzen (siehe Schlussfolgerungen Kapitel a)).

Potenzial in der Schweiz

Für die Schweiz wurde das Potenzial von zwei Akteuren grob geschätzt und an Tagungen vorgestellt:

- Der Schweizerische Verein des Gas- und Wasserfaches hat das theoretische Potenzial für Power-to-Gas in der Schweiz für eine Tagung grob abgeschätzt (SVGW 2017). Er sieht auch den limitierenden Faktor beim zusätzlichen erneuerbaren Strom und basiert die Schätzung daher auf künftigem nicht genauer definiertem «Überschussstrom» in der Schweiz. Von angenommenen 3'000 GWh «Überschussstrom» im Jahr 2050 kann gut die Hälfte für Power-to-Gas eingesetzt werden. Das ergibt eine Methanproduktion von rund 1.2 TWh, also knapp 4% des heutigen Gasabsatzes. Die angenommene Menge von 3'000 GWh decken sich in etwa mit einer anderen Schätzung für das Jahr 2050. Das IET hat auf der Basis des Szenarios NEP der Energieperspektiven den «Überschussstrom» auf 3.5 TWh im Jahr 2050 geschätzt (bei ca. 8 TWh Solarstrom, IET 2014). Überschussproduktion ist in dieser Modellierung der erneuerbare Strom, der im Sommer während rund 10 bis 14 Wochen übrigbleibt, nachdem die gesamte Stromnachfrage der Schweiz mit erneuerbarem Strom gedeckt wird. Im Winter wird der Bedarf je nach Unterszenario erneuerbar, mit Gas- und Dampfkraftwerken produziert oder importiert.
- Energie 360° und ein Forscher des PSI haben an einer Tagung eine Abschätzung des Potenzials für die direkte Methanisierung präsentiert. Diese basiert entsprechend auf den bestehenden Biogas- und Kläranlagen basiert (energie360° und PSI 2017). Würden die bestehenden bereits einspeisenden Anlagen um Power-to-Gas ergänzt, ergäbe dies 180 GWh zusätzliches Gas. Würden alle Anlage in der Nähe eines Gasnetzes ergänzt, ergäbe dies nochmals 955 GWh. Dies ergäbe insgesamt also 1.1 TWh oder gut 3% des heutigen Gasabsatzes. Sie machen dabei keine Aussage zur Frage des erneuerbaren Stroms.

Eine ausführliche Analyse legen Forscher der EMPA und dem PSI (2019) vor. Sie starten vom Standpunkt, dass Power-to-Gas ausschliesslich überschüssigen erneuerbaren Strom nutzen sollte und das vorhandene Angebot von erneuerbarem Strom nicht verknappen sollte. Auf dieser Basis skizzieren sie eine Energiezukunft 2050 ohne Kernkraftwerke und einem sehr starken Zubau von Photovoltaik mit einer Jahresproduktion von ca. 25 TWh_{el} (zum Vergleich: Ausbau heute ca. 2 TWh, in den Energieperspektiven des Bundes lag der Ausbau 2050 je nach Szenario zwischen 6 und 11 TWh_{el}). Darauf basierend berechnen sie einen «erneuerbaren Überschuss» von ca. 10.8 TWh_{el} während 4'650 Stunden (siehe Abbildung 45). Die Berechnung beruht auf diversen Annahmen:

- Als «erneuerbaren Überschuss» bezeichnen sie die Situation, in der die inländische Stromerzeugung höher ist als die Nachfrage und zwar unabhängig davon, ob diese Nachfrage bereits vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt wird oder nicht. So gehen sie beispielsweise für die heutige Situation von 5 TWh überschüssiger Wasserkraft aus, obwohl heute die Kernkraftwerke einen relevanten Anteil der Produktion ausmachen. In ihrem Zukunftsszenario ist jedoch die Kernkraft in der Schweiz stillgelegt, damit ist fast die gesamte Stromproduktion erneuerbar und damit auch der Überschuss.
- Sie modellieren das Stromsystem mit Systemgrenze Schweiz, sehen also im Sinne eines worst case keine Kopplung mit dem europäischen Strommarkt vor, wonach der Import/Export zwischen den Ländern laufend optimiert würde. Im Modell werden Tagesspeicher eingesetzt, die für einen Tag-Nacht-Ausgleich sorgen. Diese verteilen den anfallenden Strom so auf 24 Stunden, dass er möglichst direkt genutzt werden kann, danach aber auch der «Überschussstrom» zeitlich verteilt wird und für Power-to-Gas gleichmässiger zur Verfügung steht. Das Modell sieht nur einen Tag-Nacht-Ausgleich vor, bildet aber keine Mehrtag-Ausgleiche ab.

Die Abbildung zeigt, dass in einem solchen Szenario eine Leistung von 1 GW_{el} über rund 3'900 Stunden verfügbar wäre, eine Leistung von 2 GW_{el} über rund 2'500 Stunden.

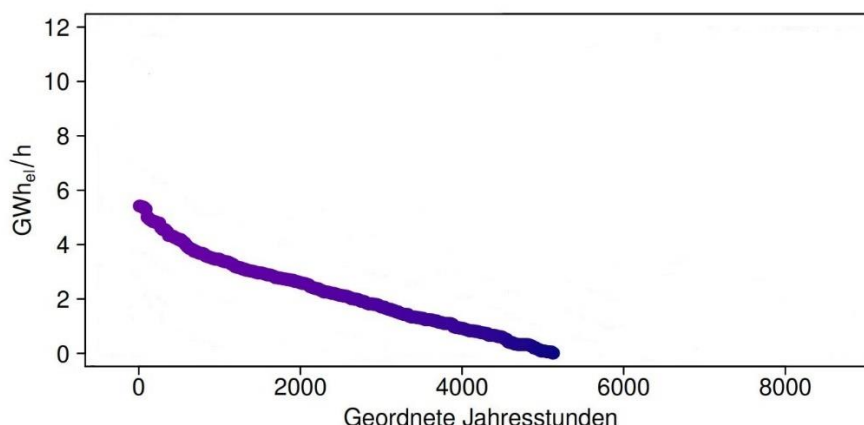


Abbildung 45: Absteigend geordnete Jahresdauerlinie der «Überschuss» Photovoltaik Leistung pro Stunde in einem Szenario ohne Kernkraftwerke und ca. 25 TWh Photovoltaik (bereits abzüglich des Photovoltaik-Stroms für den Tag-Nacht-Ausgleich). (Quelle: EMPA & PSI 2019)

Die Autoren berechnen daraus diverse Szenarien zur Nutzung von synthetischem erneuerbarem Gas. In Tabelle 15 sind davon zwei dargestellt, die ausschliesslich auf dem «überschüssigem» Strom basieren. Im Szenario «Wasserkraft» wird angenommen, dass die Produktionsanlagen direkt neben Wasserkraftwerken stehen, um keine Netzentgelte bezahlen zu müssen. Durch die in der Studie formulierten Anforderung, dass nur CO₂-Quellen in einem Umkreis von 10 km genutzt werden können, resultieren schweizweit gut 200 Laufwasser- und Speicherkraftwerke, die mit einer Leistung von rund 1 GW_{el} rund 1.8 TWh Methan herstellen könnten.

Szenario	Jahresproduktion Methan	Leistung	Stunden
Wasserkraft: Schweizweit Anlagen an gut 200 Laufwasser- und Speicherkraftwerken mit CO ₂ -Quelle(n) in Umkreis von 10 km.	1.8 TWh	1 GW _{el}	~ 3'900h
CO₂-Hub: Anlagen an den schweizweit fünf Standorten mit am meisten CO ₂ -Potenzial (Orte, die bspw. im Umkreis von 10 km eine Zementfabrik und eine KVA vereinen).	4.9 TWh	3.5 GW _{el}	Anlagen zwischen 1'000h bis 4'000h

Tabelle 15: Potenziale an synthetischem erneuerbarem Methan je nach Szenario. Basis-Annahmen: Energiezukunft 2050 ohne Kernkraftwerke mit Zubau von 25 TWh Photovoltaik, kurzfristige Stromspeicher für Tages-/Nachtausgleich, aber kein Import/Export und kein Mehrtagesausgleich. (Quelle: EMPA & PSI 2019)

Im Szenario «CO₂-Hub» werden an den fünf Standorten mit am meisten CO₂-Potenzial Anlagen gebaut und dazu Strom vom Netz bezogen. Wird dazu ausschliesslich «Überschussstrom» verwendet, kann der grösste Teil davon genutzt werden, also 10.4 TWh_{el}, die rund 4.9 TWh synthetisches Gas ergeben. Dazu bedarf es einer gesamten Leistung von 3.5 GW_{el}, die dazu führt, dass die Anlagen sehr unterschiedlich ausgelastet sind (siehe Abbildung 45), zwischen rund 1'000 und 4'000 Betriebsstunden. Die Autoren berechnen zur höheren Auslastung der Anlagen ein (hier nicht dargestelltes) zusätzliches Szenario, in dem die gesamte installierte Leistung über 4'650 Stunden läuft und ein Methan-Ertrag von 7.5 bis 8.9 TWh Gas resultiert, das aber folglich nicht nur mit «Überschussstrom» hergestellt wird.

Potenzial im Ausland

Das zusätzliche Potenzial an erneuerbaren Gasen im Ausland ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz.

Schlussfolgerungen

Die Analyse zeigt, dass von den Faktoren erneuerbarer Strom, CO₂ und Wasser der erneuerbare Strom der limitierende Faktor ist für den Ausbau von erneuerbaren synthetischen Gasen. Ausgehend von der Prämisse, dass erneuerbare Gase nur dann einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sie aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden, ergeben sich Potenziale zwischen 2 bis 5 TWh, die darauf basieren, dass ein sehr starker Zubau von Photovoltaik erfolgt (ca. 25 TWh, also eine Verzehnfachung der bisherigen Produktion). Dies würde 5 bis 15% des Gasabsatzes ausmachen. Mit Biogas zusammengezählt würde das Potenzial 15 bis 30% des heutigen Gasverbrauchs ausmachen. Im Szenario NEP der Energieperspektiven mit 50% weniger Gasverbrauch ergäbe sich damit einen Anteil von je nach Schätzung zwischen 30% und 60%.

	2017	2050 – Gasverbrauch gemäss Szenario «Weiter wie bisher»	2050 – Gasverbrauch gemäss Szenario «Neue Energiepolitik»
Gasverbrauch	34 TWh	26 TWh (-24%)	18 TWh (-49%)
Anteil erneuerbare Gase bei heutiger Nutzung	4%	5%	8%
Anteil erneuerbarer synthe- tischer Gase bei starkem Photovoltaik Ausbau	5 – 15%	5 – 20%	10 – 30%
Anteil erneuerbarer Gase bei voller Ausschöpfung des Potenzials und starkem Photovoltaik Ausbau	15 – 30%	20 – 40%	30% – 60%

Tabelle 16: Heutige und künftige Anteile an erneuerbaren Gasen bei voller Ausschöpfung des Potenzials Biogas und erneuerbare synthetische Gase (Quellen: BFE 2012; BFE 2018)

Grundsätzliche Überlegungen zeigen, dass aus systemischer Sicht zusätzlicher erneuerbarer Strom deutlich mehr Treibhausgasemissionen reduziert, wenn er zuerst bei der Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätsbereich eingesetzt wird (Wärmepumpen, Elektromobilität). Kann die zusätzliche Kilowattstunde jedoch gar nicht oder nicht zeitgleich eingesetzt werden, ist die Produktion erneuerbarer synthetischer Gase eine effektive Massnahme zur Reduktion von Treibhausgasemissionen. Je höher die Klimaziele liegen, desto eher tritt dieser Fall auf.

Diese Anforderungen aus systemischer Sicht, den Strom wo möglich zuerst direkt zu nutzen, führt eher zu tiefen Volllaststunden von Anlagen zur Produktion von synthetischen erneuerbaren Anlagen. Dies steht den Anforderungen der ökonomischen Sicht gegenüber, die aufzeigt, dass für einigermaßen konkurrenzfähigen Preise die Volllaststunden möglichst hoch sein müssen (siehe Kapitel 3.1d)).

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Der limitierende Faktor für erneuerbare synthetische Gase aus der Schweiz ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom.	9	0	0
2. Wird in der Schweiz Photovoltaik sehr stark ausgebaut (ca. 25 TWh), liegt das ökologische Potenzial von inländischem erneuerbarem synthetischem Gas im Gasnetz bei rund 2 bis 5 TWh pro Jahr. <i>Begründung Enthaltung: Es gibt erst eine fundierte Studie, es ist unklar, ob die Annahmen und Schätzungen stimmen.</i>	7	0	5
3. Das ökologische Potenzial an inländischen erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetisches Gas) würde 2050 bei einem um 50% reduzierten Gasabsatz je nach Schätzung zwischen 30% und 60% ausmachen. <i>Begründung Enthaltung: Es ist aus heutiger Sicht sehr schwierig, dies zu schätzen.</i>	10	0	2
4. Erneuerbarer Überschussstrom steht in der Schweiz heute und in Zukunft nicht in grossen Mengen zur Verfügung. (Definition: Erneuerbarer	8	0	1

Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.)			
5. Erneuerbarer Überschussstrom steht in Europa heute und in Zukunft nicht in grossen Mengen zur Verfügung. (Definition: Erneuerbarer Überschussstrom entsteht, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.) <i>Begründung der abweichenden Meinung:</i> Lokale Bedingungen und Einschränkungen durch Stromtransport können zu lokal vorhandenem Überschussstrom führen.	6	1	2
6. Bei unter 3'000 Volllaststunden pro Jahr sind die Kosten für erneuerbare synthetische Gase heute und in Zukunft sehr hoch.	8	0	1
7. Das zusätzliche Potenzial an erneuerbaren Gasen im Ausland ist höher als der Gasverbrauch in der Schweiz.	9	0	0
8. Es ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll, erneuerbare Gase aus dem Ausland in grösseren Mengen zu importieren und die Emissionsreduktion in der Schweiz anzurechnen. <i>Begründung der abweichenden Meinung:</i> Es kommt darauf an, wie hoch die Ziele gesteckt werden. Die anderen Länder sind auch auf erneuerbare Gase angewiesen, um hohe Klimaziele zu erfüllen. Eine Nutzung durch die Schweiz wäre unsolidarisch und entspricht nicht dem Konzept der 2000 Watt Gesellschaft.	5	2	2
9. Wieviel erneuerbare Gase in Zukunft in die Schweiz importiert werden hängt von der Zahlungsbereitschaft der Schweizer Endkunden und von politischen Entscheiden im In- und Ausland ab.	9	0	0
10. Die Produktion von erneuerbaren synthetischen Gasen wird an vielen ausländischen Standorten billiger sein als in der Schweiz.	9	0	0
11. Die Marktpreise von erneuerbaren Gasen aus der Schweiz sind auch künftig tendenziell höher als erneuerbare Gase aus dem Ausland. <i>Begründung für Enthaltungen:</i> Kann nicht beurteilen, wie Preisverhältnisse in Zukunft sein werden. <i>Begründung für das Nein:</i> Erneuerbare Gase werden je länger je mehr ein knappes Gut, damit werden auch die Preise aus dem Ausland steigen und sich an die inländischen Preise angleichen.	10	1	2

Quellen:

- acatech (2015): *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften.
- Agora (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*.
- BFE (2012): *Prognos, Die Energieperspektiven für die Schweiz 2050*
- BFE (2018): *Gesamtenergiestatistik 2017*
- BFE (2018): *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017*
- EMPA und PSI (2019): *Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt*.
- Energie 360° und PSI (2017): *Power to Gas: Direkte Methanisierung von Biogas im Werdhölzli. Präsentation von Andreas Kunz (Energie 360°) und Dr. Tilmann Schildhauer (PSI) an den HSR Expertengesprächen am 12. Januar 2017*.

- *Fraunhofer ISI, IKEM und Fraunhofer IEE (2019): Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht 12/2018. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.*
- *IET (2014): Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. Autor: Colin Cianelli.*
- *Meier et al. (2017): Meier, B.; Ruoss, F.; Friedl, M.: Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers. Energy Technology 2017: 5, S. 864-876.*
- *SVGW (2017): Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches, Das Erdgasnetz der Zukunft. Präsentation von Dr. Carrea an der Pusch Gemeindetagung vom 25.08.2017.*
- *ZHAW (2018), Perspektiven von Power-to-Gas in der Schweiz*

c) Was sagen Studien zum Einsatz von erneuerbarem Gas?

Deutschland

- In Deutschland hat es in den letzten Jahren zahlreiche Studien gegeben, welche die Entwicklung des Energiesystems in Szenarien modelliert haben. In einer Metastudie wurde verglichen, wie erneuerbaren Gase in diesen Szenarien eingesetzt werden (Forschungsradar Energiewende 2018).
- In den analysierten Trendszenarien und in den Szenarien mit einer CO₂-Reduktion bis und mit 80% kommen erneuerbare synthetische Gase auch im Jahr 2050 nicht zum Einsatz (Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu 2017: Basisszenario, BCG/Prognos 2018: Referenzpfad und Klimapfad 80%) oder kaum (Nitsch 2017: Trend-Szenario).
- Hingegen wird erneuerbaren synthetischen Gasen in den Szenarien mit höheren Klimazielen eine wichtige Rolle beigemessen. Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich dabei stark in den notwendigen Mengen (200 bis 800 TWh pro Jahr) und im vorgesehenen Einsatz:
- Einsatz für Strom: in fast allen Szenarien
- Einsatz in der Industrie: in fast allen Szenarien (energetisch und/oder stofflich)
- Einsatz für Verkehr: in fast allen Szenarien werden Gasfahrzeuge dort eingesetzt, wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist
- Einsatz für Wärme: in gewissen Szenarien werden gar keine erneuerbaren synthetischen Gase im Wärmesektor eingesetzt, in anderen von unbedeutend bis relevant (Enervis 2017)
- Die Szenarien unterscheiden sich auch im Einsatz von Wasserstoff versus Methan, in der Herkunft des CO₂, in der notwendigen Kapazität von Gaskraftwerken (von ähnlich wie heute bis sehr viel mehr) und im Anteil Import der erneuerbaren Gase (0 bis 100%). Geringere Kosten für erneuerbaren Strom an dafür geeigneten Standorten inner- und ausserhalb Europas könnten Importe wirtschaftlich attraktiv machen.

Schweiz

Energieperspektiven 2012: In den Energieperspektiven spielen die erneuerbaren synthetischen Gase in den Szenarien «Weiter wie bisher» und «politische Massnahmen» keine Rolle,

in der «neuen Energiepolitik», dessen Ziel dem «Basisziel» dieses Projektes entspricht (siehe Vorwort), wird nur Wasserstoff in kleinen Mengen mit berücksichtigt.

Weitere Studien 2011 bis 2013: Das Paul Scherrer Institut hat im Jahr 2014 damals vorhandene Energieszenarien miteinander verglichen (PSI 2014a). Dazu gehören neben den Energieperspektiven 20 weitere Szenarien von VSE (2012), ETH/ESC (2011), Greenpeace (2013), Cleantech (2013), SCS (2013), PSI (2012) und PSI (2013). Gemäss dieser Übersichtsstudie sieht nur das Greenpeace Szenario den Einsatz von Power-to-Gas vor. Hier wird angenommen, dass 2,5 GW Leistung Elektrolyseure mit einer Betriebsdauer von 4'000 Volllaststunden eingesetzt werden, vor allem um Wasserstoff für den Verkehr und die Industrie herzustellen.

PSI Energie-Entwicklungspfade 2014: Das PSI (2014b) hat in seinen Pfaden unter anderem ein Reduktionsszenario (-60% CO₂ im Jahr 2050 gegenüber 2010) abgebildet. Darin wird Erdgas im Bereich Haushalt-Wärme und Dienstleistungen gar nicht mehr eingesetzt, sondern im Industriesektor und zur Herstellung von Wasserstoff, welcher dann im Transportsektor genutzt wird. Ein Einsatz von Power-to-Gas ist nicht vorgesehen.

ETH & PSI 2016: Diverse Institute der ETH zusammen mit dem PSI haben 2016 Szenarien modelliert, in denen sie den möglichen Einsatz von Kleinst-BHKW mit Biogas (aus feuchter Biomasse und aus Holz) analysieren. Zwei der Szenarien sind Reduktionsszenarien (-70% CO₂ im Jahr 2050 gegenüber 2010). Je nach Szenario macht Biogas im Jahr 2050 2 bis 4% der Stromproduktion aus. Ein Einsatz von Power-to-Gas ist nicht vorgesehen.

Diaz, van Vliet und Patt 2017: Forscher der ETH haben drei Szenarien entwickelt: a) CO₂-intensiv, b) die Schweizer Energiestrategie, welche die Autoren als Gas-Brückentechnologie-Szenario bezeichnen und c) ein 100% Erneuerbaren Szenario. Im Erneuerbaren Szenario wird neben einem Erneuerbaren-Ausbau in der Schweiz Strom aus Offshore-Anlagen in der Nordsee und aus Solarwärmekraftwerken (CSP) in Marokko importiert. Power-to-Gas ist in keinem Szenario vorgesehen.

Panos und Kannan 2018: Forscher des PSI haben 2018 zwei Szenarien publiziert, neben einem Baseline Szenario auch ein Reduktionsszenario (-85% CO₂ im Jahr 2050 im Vergleich zu 1990). In beiden Szenarien werden Gas- und Dampfkraftwerke gebaut. Ähnlich wie in den deutschen Szenarien wird Power-to-Gas nur im Reduktionsszenario konkurrenzfähig und daher auch nur dort eingesetzt. 28% des variablen erneuerbaren Stroms im Sommer wird in Wasserstoff umgewandelt. Der Wasserstoff wird nur wenig direkt genutzt (im Gasnetz und ein wenig methanisiert), sondern primär saisonal verschoben und dann für stationäre Zwecke und Mobilität eingesetzt.

Institut für Energietechnik 2018: Das Institut für Energietechnik (IET 2018) hat auf der Basis des Szenarios «neue Energiepolitik» ein abgeändertes «IET Szenario» entwickelt. Dies basiert auf der Annahme, dass 2050 10% des Strassenverkehrs gasbasiert ist und dieses Gas mit Power-to-Gas hergestellt werden soll. Die erneuerbare Stromproduktion in der Schweiz wird daher so erhöht, dass dies konstant über das Jahr möglich ist (8100 Volllaststunden). Die dadurch entstehenden Überschussmengen im Sommer werden zusätzlich auch zur Gasproduktion genutzt und im Winter in Gas- und Dampfkraftwerken zur Produktion von Strom und Wärme genutzt.

Forum Energiespeicher Schweiz 2018: Das Forum Energiespeicher hat Möglichkeiten untersuchen lassen, die saisonalen Schwankungen und Differenzen in Produktion und Nachfrage auszugleichen. Die Studie zeigt, dass für den Ausgleich neben Speichern auch Umwandlungstechnologien, Massnahmen bei der Energieerzeugung, flexible Nutzung von Energie sowie Import und Export von Energie wichtig sind. Sie sehen bei hohen Klimazielen den Einsatz von

Power-to-X Anlagen, wenn direkte elektrische Anwendungen nicht möglich oder unvorteilhaft sind, zum Beispiel im Flugverkehr oder im Güterfernverkehr. Sie favorisieren folgende Reihenfolge der Flexibilitätsoptionen bis 2050: 1) Energiehandel mit Nachbarländern, 2) Einsatz Gaskraftwerke bei weniger ambitionierten Klimazielen und 3) Power-to-X sowie saisonale Gasspeicherung bei hohen Zielen und hohem Autarkieziel.

SCCER Joint Activity Scenarios and Modelling 2019: Gianfranco Giudati, Leiter der SCCER Joint Activity zur Energiesystem-Modellierung hat die zentralen Annahmen eines künftigen Energiesystems (vor allem Preise) variiert und mit einem stochastischen Ansatz das Energiesystem hunderte Male modelliert. Die Resultate zeigen, dass Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität in jedem Fall eingesetzt werden. Saisonale Speicherung mit Gas wird stärker eingesetzt, je höher das Klimaziel ist; wenn Stromimporte nicht möglich sind, keine Geothermie möglich ist und die Staumauern nicht erhöht werden können. Die Unsicherheiten über den Einsatz sind viel grösser als bei anderen Technologien. Dies zeigt, dass der Einsatz stärker als andere von der entsprechenden Preiskonstellation abhängig ist.

Frontier Economics and RWTH Aachen 2019: Im Auftrag der Gasbranche wurde der Wert der Gas-Infrastruktur für ein klimaneutrales Europa in acht Ländern untersucht. Die Studie schätzt, dass die weitere Verwendung der Gas-Infrastruktur in der Schweiz 1.3 bis 1.9 Mia. Euro einspart im Vergleich zu einer grösstenteils elektrifizierten Variante. Die Studie ist intransparent bezüglich Methode und Annahmen und genügt der wissenschaftlichen Anforderung der Überprüfbarkeit daher nicht. Die Einsparungen im Bereich Raumwärme entstehen, weil weniger Wärmepumpen und Elektroheizungen gekauft werden müssen, Gebäude nicht gedämmt werden müssen, Radiatoren für die Wärmepumpen nicht durch Bodenheizungen ersetzt werden müssen und die Heizkosten mit erneuerbarem Gas künftig tiefer sind als mit Strom. Sie weisen jedoch dazu fast keine quantitativen Grundlagen aus, die sich auf ihre Plausibilität überprüfen liessen. Auch zeigen die Autoren nicht auf, wie das Potenzial an erneuerbarem synthetischem Gas zu künftigen Preisen von 11-13 Rp./kWh bei europaweit wenig oder ungedämmten Gebäuden ausreicht, um das anvisierte klimaneutrale Europa zu versorgen.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Erneuerbare synthetische Gase spielen erst bei sehr hohen Klimaschutzzielen eine wichtige Rolle im Energiesystem für ausgewählte Verwendungszwecke. <i>Begründung Enthaltung:</i> Da die ökonomische Dimension auch zählt, ist es nicht sinnvoll, die Verwendungszwecke allzu sehr einzuschränken.	8	0	1
2. Da im Wärmesektor am meisten bewährte Alternativen bestehen, ist der direkte Einsatz von erneuerbaren Gasen für Raumwärme (ohne WKK) in der Regel zur Erreichung der Klimaziele nicht sinnvoll.	9	0	0
3. Der Einsatz von erneuerbaren synthetischen Gasen in wärmegeführten Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (Raumwärme und Strom) ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll. <i>Begründung für Nein:</i> Nein, weil es deutlich klimafreundlicher ist, erneuerbare synthetische Gase im GuD zu nutzen und den Strom für Wärmepumpen einzusetzen. Typischerweise deckt die Wärme aus einem WKK nur die Grundlast ab, also ca. 40% des Wärmebedarfs. Der übrige Bedarf muss zusätzlich gedeckt werden, dies geschieht klassischerweise fossil. Nein, weil erneuerbare Gase zu teuer sein werden, um den ganzen Winter damit zu heizen.	10	2	0
4. Der Einsatz von erneuerbaren Gasen zur Produktion von Strom (ohne Raumwärme) ist zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll.	11	0	2

Quellen:

- BCG/Prognos (2018): *Klimapfade für Deutschland*
- BFE (2012): *Anhang iii – Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Technical report, Auftragnehmer: Prognos.*
- Cleantech (2013): *Energiestrategie – Richtig rechnen und wirtschaftlich profitieren, auf CO₂-Zielkurs. Technical Report Version 3.1, swisscleantech. Bern.*
- Diaz, van Vliet und Patt 2017: *Do we need gas as a bridging fuel? A case study of the electricity system of Switzerland. Energies 2017, 10, 861.*
- ETH/ESC (2011): *Energy Science Center: Energiezukunft Schweiz. Technical Report. November 2011.*
- ETH/PSI (2016): *System modelling for assessing the potential of decentralized biomass-CHP plants to stabilize the Swiss electricity network with increase fluctuating renewable generation. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.*
- *Forschungsradar Energiewende (2018): Metaanalyse. Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende, März 2018*
- *Forum Energiespeicher Schweiz (2018): Fokusstudie «Saisonale Flexibilisierung einer nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz».*
- Fraunhofer ISI/Consentec/ifeu/BMWi (2017): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*
- Frontier Economics and RWTH Aachen (2019): *The value of gas infrastructure in a climate neutral Europe. A study based on eight European countries. Im Auftrag diverser Unternehmen der Gasbranche.*
- Greenpeace (2013): *Energy [r]evolution. Technical report. Greenpeace International, Greenpeace Schweiz, Global Wind Energy Council, European Renewable Energy Council, November 2013.*
- IET (2018): *Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Simulation IET Energieszenario 2035/2050.*
- Nitsch (2017): *Nitsch, J.: Erfolgreiche Energiewende nur mit verbesserter Energieeffizienz und einem klimagerechten Energiemarkt – Aktuelle Szenarien 2017 der deutschen Energieversorgung*
- Panos und Kannan (2018): *Panos, E. und Kannan, R.: Challenges and Opportunities for the Swiss Energy System in Meeting Stringent Climate Mitigation Targets. In G. Giannakidis et al. (eds.), Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development, Lecture Notes in Energy 64.*
- PSI (2012): *Transformation strategies towards a sustainable Swiss energy system – an energy-economic scenario analysis*
- PSI (2013): *Energie-Spiegel – Die Neue Schweizer Energiepolitik: Woher kommt der Strom? Technical Report 21.*
- PSI (2014a): *Review of Swiss Electricity Scenarios 2050. Report prepared for the Group Energy Perspectives and the Swiss Competence Center for Energy Research “Supply of Electricity” (SCCER SoE).*

- *PSI (2014b): Switzerland Energy Transition Scenarios – Development and Application of the Swiss TIMES Energy System Model (STEM). final Project Report December 2014.*
- *SCCER (2019): Saisonale Speicheroptionen in der Szenariomodellierung. Gianfranco Giu-dati, ETH Zürich. Power-to-Gas Expertinnen- und Expertengespräche am 12. März 2019 an der HSR.*
- *SCS (2013): SCS Energiemodell. Technical Report 1.2, Supercomputing Systems AG, Zü-rich, Jun 2013. Model Version v1.4.*
- *VSE (2012): Wege in die neue Stromzukunft. Technical report, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Aarau.*

d) Wie können erneuerbare synthetische Gase hergestellt und eingesetzt werden?

Es gibt unzählige theoretische Möglichkeiten, wie und wo synthetische erneuerbare Gase hergestellt werden, in welcher chemischen Form sie genutzt werden, ob und wie sie gespeichert und schliesslich genutzt werden. Als grobe Auslegeordnung werden in diesem Kapitel die Elemente der Power-to-Gas Kette dargestellt und bewertet.

Optionen Standort	Bewertung
bei Stromquelle: im Fokus stehen Wasserkraftwerke, da diese tiefe Kosten und hohe Volllaststunden ausweisen	– Vorteil: Kostenersparnis, da kein Netzentgelt für Strombezug – Vorteil Wasserkraft: hohe Volllaststunden möglich, dann aber auch Nachteil: klar geringerer systemischer Beitrag – Nachteil: Aufwand und Kosten für CO₂-Bereitstellung falls inklusive Methanisierung und falls keine CO₂-Quelle in unmittelbarer Nähe ist
bei CO₂-Quelle: in Frage kommen für kleinere Anlagen Biogas- und Kläranlagen, für grössere Anlagen Kehrrechtverbrennungsanlagen und Zementwerke	– Vorteil: durch Netznutzung unabhängig von einzelnen Kraftwerken – Vorteil bei Biogasanlagen: direkte Methanisierung des rohen Biogases möglich – Nachteil: zusätzliche Kosten durch Netzentgelt – Nachteil bei KVA und Zementwerken: bei grossen Anlagen ev. zusätzliche Kosten durch Ausbau Stromnetz – Nachteil bei Biogasanlagen: Grösse der Anlage durch verfügbares CO₂ limitiert
bei Strom- und CO₂-Quelle: Kehrrechtverbrennungsanlagen	– Vorteil: Kostenersparnis, da kein Netzentgelt – Vorteil: wenig Aufwand und Kosten für CO₂-Bereitstellung – Nachteil: bei grossen Anlagen ev. zusätzliche Kosten durch Ausbau Stromnetz

Tabelle 17: Optionen bezüglich des Standorts der Produktion, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

Optionen Nutzung Strom	Bewertung
Nur erneuerbarer Überschussstrom¹⁵	– Vorteil: aus systemischer Sicht Reduktion von Treibhausgasen und dadurch Beitrag zu Klimazielen – Nachteil: geringes Potenzial, da kaum verfügbar – Nachteil: teuer, da nur sehr wenige Stunden und daher sehr hohe Kapitalkosten pro kWh
Nur erneuerbarer Zusatzstrom¹⁶: Bedingung für Zusatzstrom ist der starke Zubau von Photovoltaik, um u.a. im Sommer Zusatzstrom für die saisonale Speicherung zu generieren	– Vorteil: aus systemischer Sicht Reduktion von Treibhausgasen und dadurch Beitrag zu Klimazielen – Nachteil: teuer, da Kurzzeitspeicher eingesetzt werden müssen, um den anfallenden Zusatzstrom über den Tag zu glätten (Alternative ohne Kurzzeitspeicher wäre auch teuer, weil dies weniger Betriebsstunden ergäbe)
Generell erneuerbarer Strom	– Vorteil: ermöglicht hohe Volllaststunden und damit günstigere Produktion – Nachteil: aus systemischer Sicht keine Reduktion von Treibhausgasen und dadurch kein Beitrag zu Klimazielen

Tabelle 18: Optionen bezüglich der Nutzung des Stroms Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

Optionen Speicherung	Bewertung
Direkte Nutzung: Das Gas wird nicht oder nur über ein paar Tage gespeichert und direkt genutzt vom Gasnetz oder von Tankstellen aus.	– Vorteil: geringe Kosten, da Speicherung und Transport entfällt – Vorteil: direkter Ersatz von fossilem Erdgas und damit Beitrag zu Klimazielen («saisonale Substitution») – Nachteil: kein Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter
Physische Speicherung: Das Gas wird physisch saisonal gespeichert. In Frage kommen ehemalige Erdgaslagerstätten (Porenspeicher) oder vergleichbare geologische Situationen (Aquifere). Da solche in der Schweiz nicht zur Verfügung stehen, würde eine saisonale Speicherung im Ausland erfolgen.	– Kommentar: besonders nötig, wenn fossiles Gas im Sommer bereits vollständig substituiert wurde – Vorteil: Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter – Nachteil: hohe Kosten, die für Transport und Speicherung anfallen
Internationaler Ausgleich: Es entsteht ein globaler Markt und das erneuerbare synthetische Gas für den europäischen Winter wird in anderen Weltregionen hergestellt und nach Europa transportiert.	– Vorteil: Beitrag zur Deckung Energiebedarf im Winter – Vorteil: geringere Kosten durch Produktion im Ausland – Nachteil: Abhängigkeit des Auslands

Tabelle 19: Optionen zur Speicherung, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

Optionen Nutzung Gas	Bewertung
Alle Verwendungszwecke übers Netz: Netzeinspeisung und Nutzung potenziell für alle Verwendungszwecke: Raumwärme, Prozesswärme und stoffliche Nutzung	– Vorteil: direkter Ersatz von fossilem Erdgas und damit Beitrag zu Klimazielen («saisonale Substitution») – Nachteil: falls Netzentwicklung und Nutzung undifferenziert erfolgt, erschwert dies die Erreichung der Klimaziele (Einsatz in Bereichen mit Alternativen führt zu Mangel in den anderen Bereichen) – Kommentar: ökologische Potenziale aus der Schweiz reichen nicht aus, um alle bisherigen Nutzungen zu decken

¹⁵ Strom, der nahezu gratis ist und im Energiesystem nicht verwendet werden würde, wenn er nicht für Power-to-Gas eingesetzt werden würde. Erneuerbar ist er, wenn die inländische erneuerbare Produktion höher liegt als die inländische Nachfrage.

¹⁶ Zusätzlich zugebaute erneuerbare Stromproduktion zur Umwandlung in erneuerbares Gas. Damit dieser Einsatz zur Erreichung der Klimaziele sinnvoll ist, muss dies zusätzlich zur neu zugebauten Stromproduktion sein, welche die Sektoren Wärme und Transport elektrifiziert. Dieser Zusatzstrom ist teurer als der Überschussstrom.

Fokus Winterstrom:	– kleinere bis grosse Gas- und Dampfkraftwerke in der Schweiz oder im grenznahen Ausland für Stromproduktion (GuD)	– Vorteil: hoher Beitrag zu den Klimazielen, da langfristig systemisch dort eingesetzt, wo es kaum Alternativen gibt
	– Produktion von Strom und Wärme dezentral in Städten und Gemeinden oder sogar in einzelnen Gebäuden (GuD, BHKW oder Brennstoffzellen)	– Nachteil: bedarf saisonaler Speicherung
		– Nachteil: ausschliessliche Nutzung für Winterstrom führt zu grossen Herausforderungen in Bereitstellung sehr grosser Mengen Gas zu sehr intermittierenden Zeiten
		– Nachteil: heute Zahlungsbereitschaft nicht gegeben
Fokus Prozesswärme		– Vorteil: hoher Beitrag zu den Klimazielen, da langfristig systemisch dort eingesetzt, wo es kaum Alternativen gibt
		– Nachteil: bedarf teilweise saisonaler Speicherung
		– Kommentar: heute Zahlungsbereitschaft nicht gegeben
Fokus Mobilität: Nutzung von Methan oder Wasserstoff für Mobilität an Tankstellen		– Vorteil: höhere Erträge möglich da höhere Zahlungsbereitschaft als bei den anderen Nutzungen (siehe Kapitel 3.1d), oder auch Tabelle 21 oder EMPA und PSI 2019)
		– Vorteil Wasserstoff: ermöglicht flexiblere und effizientere Produktion des erneuerbaren Gases, da Methanisierung mit CO ₂ -Beschaffung nicht nötig ist
		– Nachteil: bedarf Aufbau eines Tankstellennetzes, Aufwand im Fall Wasserstoff besonders gross, es sind in der Schweiz erst lokale Pilotprojekte angedacht

Tabelle 20: Optionen zur Nutzung, Quelle: Einschätzung der Akteursgruppe des Projektes

Die verschiedenen Nutzungsoptionen wirken sich unterschiedlich auf das Verteilnetz aus. Wird erneuerbares synthetisches Gas für alle Verwendungszwecke ins Netz eingespeist, wird das Verteilnetz am wenigsten beeinflusst. Bei einer Fokussierung auf Winterstrom, Prozesswärme oder Mobilität bedarf es eines viel geringer ausgedehnten Verteilnetzes als heute.

Absatzmarkt	Referenz	Schlüsselannahmen (2030)	Max. zulässige H ₂ -Kosten [€/kg _{H2}]
			2030
Kraftstoff für Mobilität	Diesel, Benzin in Verbrennungsmotor-PKW	Benzinpreis ohne Steuern: 0,65-1,22 €/l Dieselpreis ohne Steuern: 0,74-1,39 €/l Diesel: 3,46 l/100km Benzin: 4,12 l/100km H ₂ : 0,54 kg/100km (Brennstoffzelle)	4,7 - 9,3
Rohstoff für Industrie	Erdgas für Dampfreformierung in Raffinerie	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh H ₂ -Produktionskapazität: 844 MW Wirkungsgrad: 76%, Lebensdauer: 25 Jahre Zinsen: 8% Jährliche Vollast-Äquivalenzbetriebsstunden: 7,000 h Anlageninvestment: 262 M€ CO ₂ -Emissionszertifikate: 29,13 €/t _{CO2}	2,5 - 4,5
Nutzung/ Speicherung im Erdgasnetz durch NG-Industrie	Durchschnittlicher Erdgaspreis	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh	1,6 - 3,1
Rückverstromung durch Elektrizitätssektor	Durchschnittlicher Strompreis aus Erdgas-GuD	Annahme: Strom wird aus Erdgas erzeugt	1,6 - 3,1

Tabelle 21: Maximale Wasserstoffkosten für unterschiedliche Absatzmärkte (BMVI 2014)

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Sicht Endzustand: Der grösste systemische Beitrag an den Klimaschutz wird erzielt, wenn Überschuss- oder Zusatzstrom verwendet wird und das Gas saisonal gespeichert wird. <i>Begründung für abweichende Meinung: Nein, weil die saisonale Speicherung alleine keinen systemischen Beitrag liefert. Relevant sind die Verwendungszwecke.</i>	7	1	1
2. Die niedrigsten Kosten werden erreicht, wenn viele Volllaststunden erzielt werden können und das Gas nicht saisonal gespeichert werden muss.	8	0	0
3. Bei Power-to-Gas Anlagen besteht ein direkter Zielkonflikt zwischen Wirtschaftlichkeit und Beitrag an den Klimaschutz. <i>Begründung für abweichende Meinung: Enthaltung, da die Aussage für sich alleine nicht verständlich ist. Die meisten sind einverstanden, dass erneuerbare synthetische Gase aus Wirtschaftlichkeits-Überlegungen dort eingesetzt werden, wo es aus systemischer Klimasicht nicht ideal ist. Zusätzlicher Grund für 1 Enthaltung: Es gibt keinen Zusammenhang zwischen tiefen Kosten und Beitrag an den Klimaschutz.</i>	4	0	5
4. Zur Verwendung der erneuerbaren synthetischen Gase gelten die zentralen Aussagen zur Verwendung von Biogas analog. Deswegen gelten folgende Aussagen für erneuerbare Gase (Biogas und synthetisch zusammen). Für Begründungen zu unterschiedlichen Meinungen siehe analoge Abstimmungen zu Biogas in Kapitel 2.2d).			
a. Wo zukünftig wieviel erneuerbare Gase eingesetzt werden, hängt von vielen Faktoren ab wie der Zahlungsbereitschaft, den jeweiligen Alternativen und den politischen Rahmenbedingungen.	9	0	0
b. Die mangelnde Verfügbarkeit von alternativen Energieträgern spricht bei hohen Klimazielen dafür, erneuerbare Gase für			
– Prozesswärme in der Industrie,	9	0	0
– den Güterverkehr,	7	1	1
– die Strom- und Wärmeproduktion im Winter (WKK, wärmegeführt), oder	3	1	5
– die Stromproduktion bei Dunkelflauten (GuD, stromgeführt)	8	0	1
– die Raumwärme (ohne Stromproduktion)	1	7	1
einzusetzen.			
c. Ohne weitere politische Weichenstellungen spricht die Zahlungsbereitschaft dafür, dass erneuerbare Gase vor allem in Haushalten und im Personenverkehr eingesetzt werden. <i>Begründung für Enthaltungen: Bei erneuerbaren synthetischen Gasen fehlen Grundlagen für Aussagen.</i>	3	1	5
d. Der Absatz von erneuerbaren Gasen in Märkten mit hoher Zahlungsbereitschaft trägt zum Erhalt und Bau von Produktionsanlagen bei.	8	1	0
e. Die starke Reduktion des Gasabsatzes (Erdgas und erneuerbare Gase zusammen) gemäss Szenario NEP stellt die heutige Ausdehnung der lokalen Verteilnetze im Jahr 2050 in Frage.	9	0	0
f. Die Netze in Gebieten mit tiefer Energiedichte und tiefen Temperaturen werden nicht erneuert	8	1	0
g. Das Verteilnetz wird beim ausschliesslichen Einsatz erneuerbarer Gase eine deutlich geringere Ausdehnung haben als heute.	6	3	2

Quellen:

- *Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe.*
- *BMVI (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr: Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.*
- *EMPA und PSI (2019): Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität, Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt.*
- *Energie 360° und PSI (2017): Power to Gas: Direkte Methanisierung von Biogas im Werdhölzli. Präsentation von Andreas Kunz (Energie 360°) und Dr. Tilmann Schildhauer (PSI) an den HSR Expertengesprächen am 12. Januar 2017.*
- *IET (2014): Institut für Energietechnik der Hochschule für Technik Rapperswil. Potential für überschüssige erneuerbare Energie in der Schweiz. Autor: Colin Cianelli.*
- *Park (2017): Park, C.; Bigler, F.; Knazkins, V.; Kienzle, F.: Feasibility analysis of the power-to-gas concept in the future Swiss distribution grid. CIREN Open Access Proc. J., Vol. 2017, Iss. 1, S. 1768-1772.*
- *Swisspower (2017): 100 Power-to-Gas Anlagen in der Schweiz. Swisspower, Thomas Peyer. Präsentation anlässlich der Power-to-Gas Expertengespräche am 12. September 2017.*

4. Verteilnetzszenarios

a) Welche Verteilnetz-Szenarien sind mit welchen Klimazielen konsistent?

Fortschreitende CO₂-Emissionsreduktionen werden in Abbildung 46 möglichen Längen des Niederdruck-Verteilnetzes gegenübergestellt. Dabei wird für das Verteilnetz eine grosse Bandbreite aufgespannt, von einem rechnerischen Ausbau (> 120% der heutigen Länge, rechts) bis zu keinem Verteilnetz (0%, ganz links).

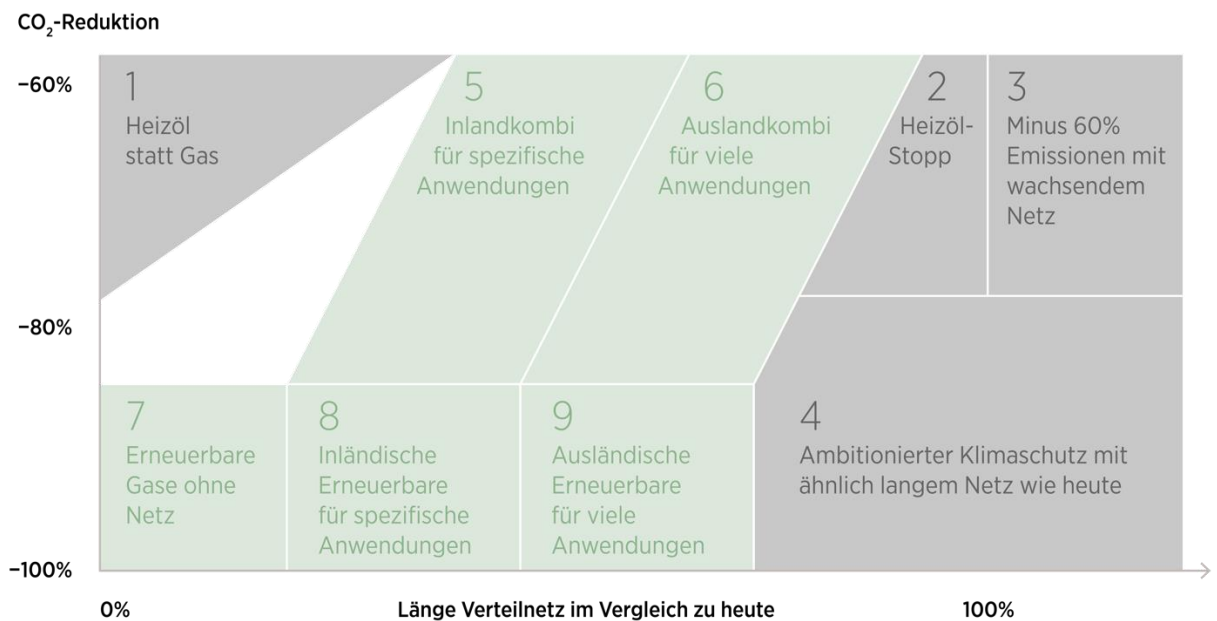


Abbildung 46: Gegenüberstellung von zunehmenden CO₂-Reduktionen und möglichen Ausdehnungen des Verteilnetzes. Farben: grau sind inkonsistente Szenarien, grün konsistente Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung

Dabei wurden vier Szenarien identifiziert, die als nicht konsistent eingestuft wurden:

- **«ambitionierter Klimaschutz mit ähnlich langem Netz wie heute»:** Emissionsreduktionen von -80 bis -100% CO₂ sind mit dem heutigen Verteilnetz nicht konsistent. Ein solches Reduktionsziel lässt sich durch eine starke Reduktion der Erdgas-Absatzmenge, sehr hohen Anteilen erneuerbarer Gase oder eine Kombination der beiden Massnahmen erreichen. Beide Massnahmen führen zu einer relevanten Verteuerung der Gas-Lösungen. Ein generell abnehmender Absatz führt dazu, dass die Netzkosten für die verbleibenden Bezüger steigen. Erneuerbare Gase sind klar teurer als Erdgas. Damit nimmt tendenziell die Konkurrenzfähigkeit der Gas-Lösungen ab. Zudem werden zur Erreichung der Emissionsreduktionen in Gebieten mit hoher Energiedichte Verbunde mit primär erneuerbaren Energien entstehen. Es ist daher sehr unwahrscheinlich, dass sich das Gasnetz in seiner heutigen Länge langfristig halten kann.
- **«Minus 60%-Emissionen mit wachsendem Netz»:** Hier gelten analog die Argumente des oben beschriebenen Szenarios.

- **«Heizöl-Stopp»:** Eine Reduktion der CO₂-Emissionen um rund 60% mit ungefähr dem heutigen Verteilnetz würde bedeuten, dass Ölheizungen fast durchgehend durch erneuerbare Energien ersetzt werden müssten und/oder die Mobilität einen noch stärkeren Beitrag an die Dekarbonisierung leisten müsste als der Gebäudebereich. Es wird als inkonsistent betrachtet, dass so starke Massnahmen in der Schweiz umgesetzt werden, ohne dass dies auch zu einer Reduktion des fossilen Energieträgers Erdgas führen würde. Damit wiederum gilt die gleiche Argumentation wie weiter oben.
- **«Heizöl statt Gas»:** Emissionsreduktionen von -60% sind mit einem fast bis ganz geschrumpften Verteilnetz nicht konsistent. Es würde bedeuten, dass das Gas sehr stark bis ganz reduziert würde, während Ölheizungen und -feuerungen immer noch relevant eingesetzt würden, obwohl diese mehr Emissionen verursachen. Dies wird als nicht realistisch eingeschätzt. Sind fossile Emissionen in einem gewissen Umfang möglich, ist Gas die effizientere Variante als Heizöl.

Zudem wurden drei konsistente Szenarien identifiziert:

- **«inländische erneuerbare Gase für spezifische Anwendungen» und «ausländische erneuerbare Gase für viele Anwendungen»:** Bei Emissionsreduktionen von -100% müssen alle Gase erneuerbar sein¹⁷. Erneuerbare Gase sind jedoch heute und in Zukunft in der Produktion deutlich teurer als Erdgas und führen daher dazu, dass vor allem in der Raumwärme weniger Gasheizungen eingesetzt werden und daher das Verteilnetz im Vergleich zu heute schrumpft. Mit günstigem erneuerbarem Gas aus dem Ausland ist Gas länger konkurrenzfähig, kann für die meisten anderen Verwendungszwecke eingesetzt werden und ermöglicht damit ein nur wenig bis mittel geschrumpftes Verteilnetz. Wird auf inländische erneuerbare Gase gesetzt, ist deren Produktion beschränkt und führt zu deutlich höheren Kosten. Damit können sie langfristig nur noch für spezifische Anwendungen mit wenigen Alternativen eingesetzt wie Prozesswärme, Güterverkehr, Stromproduktion im Winter und Raumwärme in sehr dichten und «schwierigen» Gebieten. Dies führt zu einer stärkeren Stilllegung von lokalen Verteilnetzen.
- **«Inlandkombi für spezifische Anwendungen» und «Auslandkombi für viele Anwendungen»:** Emissionsreduktionen von -60 oder -80% CO₂ können eingeschränkte Mengen an fossilen Energieträgern eingesetzt werden. Eine Kombination von Erdgas mit erneuerbaren Energien ist deshalb möglich. Analog zu den Szenarien mit -100% Emissionen, erlauben dabei günstigere ausländische erneuerbare Gase, dass Gas noch für mehr Anwendungen und geographisch verbreiteter eingesetzt werden kann, als wenn überwiegend inländische erneuerbare Gase eingesetzt werden.
- **«erneuerbare Gase ohne Verteilnetz»:** In den ambitionierten Szenarien spielen erneuerbare Gase eine wichtige Rolle für Prozesswärme, Güterverkehr und die Stromproduktion im Winter. Für den Transport der Gase ist ein Szenario mit wenigen verbleibenden Anteilen des Gasnetzes denkbar, aber auch ein Szenario, in dem die erneuerbaren Gase per Lastwagen oder Container transportiert werden.

¹⁷ Alternativ könnten die Emissionen kompensiert werden. Ob dies 2050 bei global scharfen Zielen noch möglich ist und wenn ja zu welchen Preisen, ist heute unklar.

Zustimmung der Stakeholder-Gruppe zu zentralen Aussagen

Aussagen	Ja	Nein	Enthaltung
1. Das Gas-Verteilnetz (Niederdruck) in seiner heutigen Gesamtlänge ist nicht konsistent mit einer CO ₂ -Reduktion von minus 80% oder mehr. <i>Begründung für Enthaltung:</i> Die Aussage ist zu schwammig formuliert. <i>Begründung für Nein:</i> Der Kausalzusammenhang ist verkürzt wiedergegeben. Eine Reduktion der Absatzmenge entspricht nicht direkt einer Reduktion der Netzlänge.	10	3	1
2. Es ist unwahrscheinlich, dass das Gas-Verteilnetz (Niederdruck) in seiner heutigen Gesamtlänge bestehen bleibt bei einer CO ₂ -Reduktion von minus 80% oder mehr.	14	0	0
3. Klimaziele von minus 80% und mehr, kombiniert mit einer abnehmenden Energiedichte und/oder dem Ausbau von Wärmenetzen führen zu einer Abnahme des Gasabsatzes und damit dazu, dass gewisse Leitungen nicht ersetzt werden und damit die gesamte Gas-Leitungslänge langfristig abnimmt.	14	0	0
4. Die Länge des Gas-Verteilnetzes wird davon abhängen, in welchem Ausmass und zu welchen Kosten erneuerbare Gase verfügbar sein werden und ob die Gaslösungen im Vergleich zu Alternativen konkurrenzfähig sind.	14	0	0
5. Werden erneuerbare Gase aus dem Ausland verwendet, kann Gas für mehr Anwendungen und geographisch verbreiteter eingesetzt werden, als bei überwiegendem Einsatz von inländischen erneuerbaren Gasen. <i>Begründung für Enthaltung:</i> Die Aussage erzielt keinen Mehrwert, da sie lediglich aussagt, dass das Potenzial im Ausland grösser ist.	12	0	1
6. Werden die CO ₂ -Emissionen auf null gesenkt, kann ein Gasnetz zur Versorgung von gewissen Nutzungen mit erneuerbaren Gasen sinnvoll sein.	13	0	0

Das Gasnetz in der Energie- versorgung der Zukunft

Folgende Organisationen empfehlen den Ratgeber als Instrument für Entscheidungen für die künftige Entwicklung der Gas-Verteilnetze:



3 VORWORT

4 GROSSER HANDLUNGSBEDARF

8 MASSGESCHNEIDERTE STRATEGIE

14 ENERGIEPLANUNG ALS BASIS

18 NETZPLANUNG ZUR KONKRETISIERUNG

20 ZUSAMMENARBEIT ALS ERFOLGSFAKTOR

22 BAUSTEINE DER UMSETZUNG

30 HINTERGRUNDWISSEN

Der vorliegende Ratgeber ist ein Schlussprodukt eines zweijährigen Dialogprojektes zur Zukunft der Gasinfrastruktur in Städten und Gemeinden. Alle Fakten, Standpunkte und Quellen sind im Fachbericht «Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich» detailliert dokumentiert.

Autoren

Sabine Perch-Nielsen und Michel Müller, EBP

Finanzierung

Metropolitankonferenz Zürich, Baslerfonds der Firma EBP, die Kantone St. Gallen und Zürich sowie EnergieSchweiz.

März 2020

Die Energie- und Klimapolitik ist stark in Bewegung: Mit der Energiestrategie 2050 werden Energieeffizienz und erneuerbare Energien Pfeiler unserer Energieversorgung. Die Klimakonferenz in Paris Ende 2015 und der Entscheid des Bundesrats im August 2019, dass die Schweiz bis 2050 klimaneutral werden soll, setzen dabei wichtige Rahmenbedingungen. Der Handlungsbedarf zeigt, dass sowohl Energieeffizienz und CO₂-Verminderung angestrebt werden müssen. Wie eine sichere und klimaneutrale Energieversorgung erreicht werden soll, ist im Detail noch festzulegen, aber die Richtung ist gegeben.

In den nächsten Jahren und Jahrzehnten werden die Rahmenbedingungen immer mehr darauf abzielen, Energieeffizienz zu erhöhen und alle fossilen Energieträger mit erneuerbaren Energien zu ersetzen.

Was bedeutet dies konkret für den Betrieb, Weiterentwicklung und die Finanzierung der Gas-Verteilnetze? Welche Rolle wird das Gasnetz in einer klimaneutralen Welt spielen? Wir sind diesen Fragen mit Vertretern von Gemeinden, Versorgern, Kantonen, dem Bund und Verbänden nachgegangen. Nach intensiven Diskussionen ist die eine Botschaft sehr klar: Es besteht in Gemeinden und Städten dringender Handlungsbedarf, die Transformation der Wärmeversorgung an die Hand zu nehmen. Dieser Ratgeber zeigt Ihnen ein mögliches Vorgehen und unterstützt Sie mit Hintergründen, Fakten und Zahlen. Dazu gehört, die Zukunft des Gasnetzes geographisch differenziert zu prüfen, um in den nächsten Jahren beim Ausbau oder Ersatz von Leitungen nicht «Investitionsruinen» zu riskieren.

Optimale Entscheidungen über die Zukunft von Infrastrukturen entstehen im Dialog. Zentraler Partner der Gemeinden und Städte sind die Energieversorger. Sie kennen ihr Gasnetz, seinen Zustand und den Absatz. Sie haben oft auch die Kompetenzen und Mittel, neue Wärmenetze auf der Basis von erneuerbaren Energien aufzubauen und sind damit wichtige Akteure der Transformation. So möchte ich Gemeinden, Städte und Versorger auffordern, die grosse Herausforderung möglichst rasch gemeinsam anzugehen.

Marc Mächler

Vertreter des Metropolitanrates Zürich

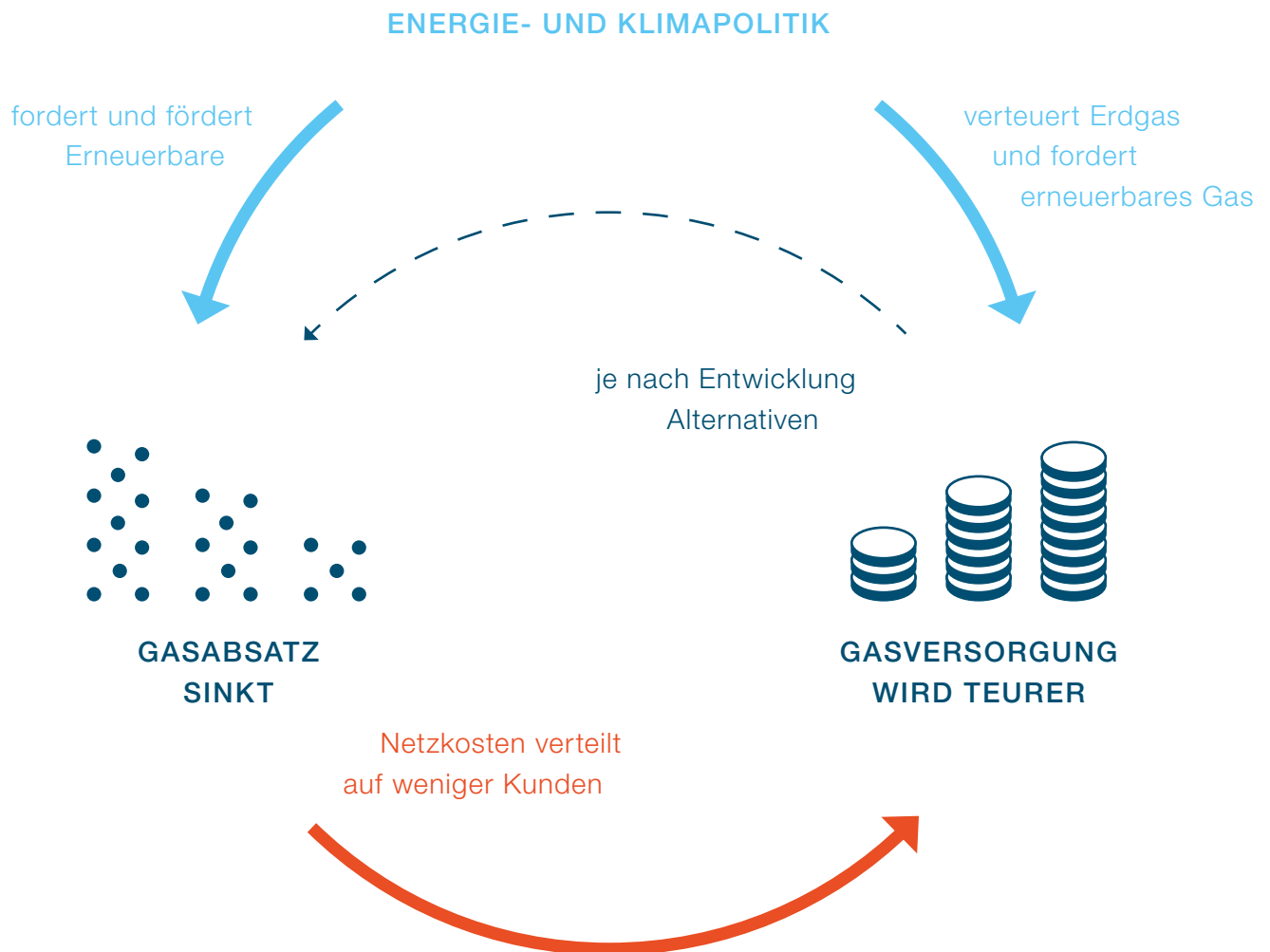
Regierungsrat Kanton St. Gallen

Klimapolitik bedeutet grossen Handlungsbedarf bei der Energieversorgung

Die Gas-Infrastruktur ist heute eine wichtige Stütze der Schweizerischen Energieversorgung. Im Alltag unsichtbar, sorgen Verteilnetze für eine günstige und einfache Versorgung von Gebäuden und industriellen Prozessen mit Gas. Heute wird noch überwiegend fossiles Erdgas eingesetzt. Dieses ist nicht erneuerbar und erwärmt das globale Klima durch den Ausstoss von CO₂ und Methan. Seit einiger Zeit rückt daher der Fokus immer mehr auf erneuerbare Gase. So ist in der Schweiz die Produktion von Biogas in den letzten zehn Jahren laufend gestiegen, immer mehr Biogas wird auch aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist. Unter

dem Stichwort «Power-to-Gas» erhält zudem eine weitere Option zur Herstellung von erneuerbaren Gasen vermehrt Aufmerksamkeit. Hier sind in der Schweiz einige Pilotanlagen entstanden, die aus erneuerbarem Strom synthetisches erneuerbares Gas herstellen.

So stellt sich die Frage:
Welche Rolle können solche erneuerbare Gase in der künftigen Energieversorgung spielen und was bedeutet dies für die Verteilnetze?



Dabei findet sich das Energiesystem derzeit generell in einem Umbruch, der vor allem von der Klima- und Energiepolitik getrieben wird. Der Handlungsbedarf seitens Klimaschutz ist gross: Um gemäss dem Übereinkommen von Paris den Temperaturanstieg zu begrenzen, müssen global die Emissionen bis 2050 netto auf null reduziert werden. Der Bundesrat hat auf dieser Grundlage im Jahr 2019 beschlossen, dass

die Schweiz dieses Ziel übernimmt und bis 2050 klimaneutral sein soll. Bund und Kantone wollen daher die Instrumente ihrer Energie- und Klimapolitik künftig verstärken. Dies hat über mehrere Wege einen grossen Einfluss auf die Gasversorgung. Gebäudevorschriften und Förderprogramme führen dazu, dass Eigentümer auf Wärmeverbunde, Wärmepumpen oder Holzheizungen umsteigen und somit für die Gasversorgung als

Kunden verloren gehen. Andere Eigentümer verbleiben am Gasnetz, beziehen aber einen Anteil Biogas, welcher die Kosten erhöht. Die Klimapolitik führt auch direkt zu einer Verteuerung von Erdgas über die steigende CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen.

Auch der Verlust von Kunden führt zu einer Verteuerung der Gasversorgung: Die Kosten für das Gasnetz bleiben gleich hoch und müssen auf weniger Absatz verteilt werden. Für die bestehenden Kunden wird die Netznutzung dadurch also teurer. Inwieweit die Verteuerung der Gasversorgung wiederum zu einem Verlust von mehr Kunden führt, ist stark davon abhängig, wie sich die Preise der Alternativen künftig entwickeln. Ein Beispiel zu möglichen Folgen liefert ein Schweizer Gasversorger, der betriebswirtschaftliche Simulatio-

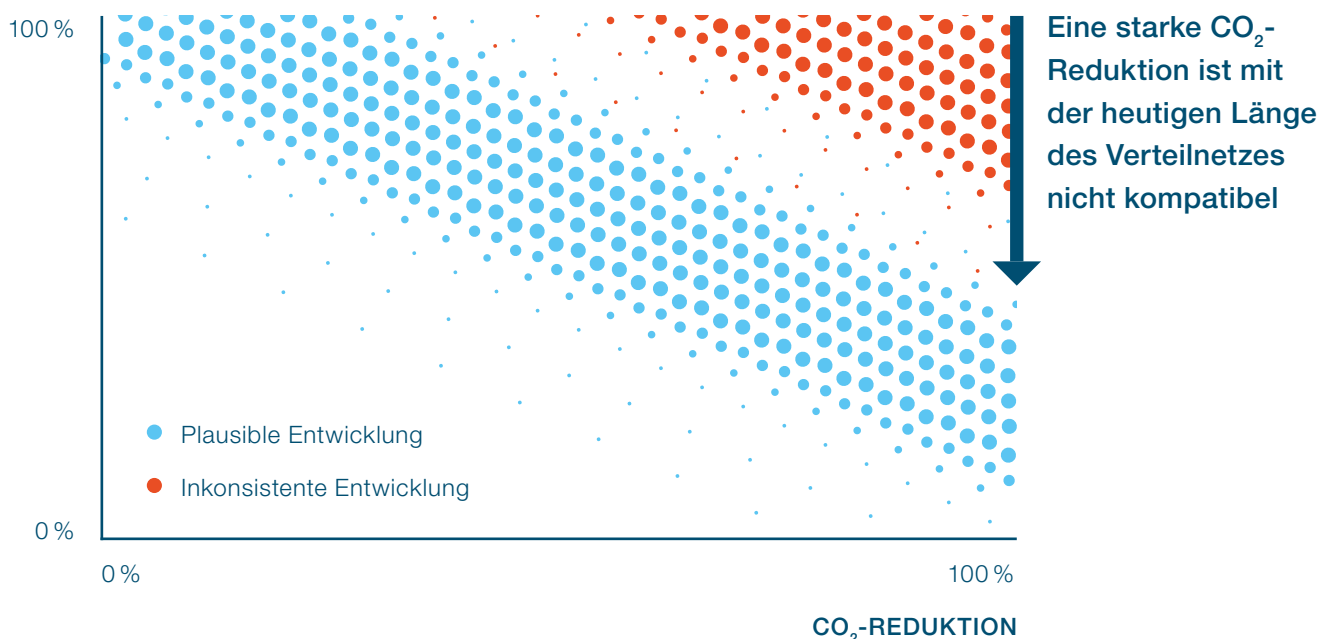
nen seines Gasnetzes erarbeiten liess. Das Resultat: Ein CO₂-Ziel von minus 80% Treibhausgasemissionen bis 2050 führt dazu, dass ab 2040 rund die Hälfte der Erneuerungen der Leitungen in seinem Gasnetz nicht mehr wirtschaftlich sind.

Während bisher die Erneuerung von Leitungen in den meisten Fällen selbstverständlich war und nicht hinterfragt werden musste, stellt heute die Klima- und Energiepolitik die Wirtschaftlichkeit in Frage. Wechseln beispielsweise in

einem wenig dichten Wohnquartier viele Gasbezüger auf Alternativen wie Wärmepumpen, lohnt sich die Erneuerung irgendwann nicht mehr. So werden künftig vermehrt Leitungen nicht mehr erneuert und die Netze schrumpfen. Eine Schweiz mit «netto null» Emissionen ist nicht kompatibel mit der heutigen Ausdehnung der Verteilnetze.

AUSWIRKUNGEN AUF DAS VERTEILNETZ

LÄNGE VERTEILNETZ





Dies heisst jedoch nicht, dass Verteilnetze in einer klimaneutralen Zukunft keine Rolle übernehmen können. Denn für einige Anwendungen gibt es derzeit kaum Alternativen zu Brennstoffen: Hochtemperatur-Prozesse, der strassenbasierte Güterverkehr, die Stromerzeugung im Winter und Raumwärme in sehr dichten Gebieten mit schwieriger Ausgangslage. Hier spielen erneuerbare Gase eine wichtige Rolle in einer klimafreundlichen Energieversorgung.

Was diese Entwicklungen konkret für das Verteilnetz Ihrer Gemeinde bedeuten, hängt von der individuellen Ausgangslage ab und muss entsprechend massgeschneidert hergeleitet werden.

Klimaziele von 2050 klingen weit weg, doch sie bedeuten für einen Gasnetzbetreiber bereits heute Handlungsbedarf.

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.

Die Botschaft ist klar:

Der Handlungsbedarf ist für Gemeinden, Städte und Gasversorger gross, sich mit der künftigen Rolle des Gasnetzes zu beschäftigen, genau hinzuschauen, zu rechnen und zu planen.

Was bedeutet dieser Handlungsbedarf nun konkret für Ihre Gemeinde?

Jede Gemeinde ist individuell und verfügt über ihre eigene Ausgangslage. So muss auch eine Strategie zur Transformation der Energieversorgung und zum Umgang mit dem Gas-Verteilnetz individuell sein. Die Fragen und Hinweise in diesem Kapitel erlauben Ihnen dazu einen Einstieg.

Welche Ziele verfolgt Ihre Gemeinde in der Energieversorgung?

AUSWAHL

- ☐ Ausreichende und zuverlässige Energieversorgung
- ☐ Senkung der Treibhausgase, Beitrag zu den Klimazielen
- ☐ Tiefe Strom- und Wärmepreise als Beitrag zur Standortattraktivität
- ☐ Investitions- und Planungssicherheit für alle Akteure
- ☐ Erhöhung regionale Wertschöpfung
- ☐ Hohe finanzielle Erträge für die Gemeinde
- ☐ Weitere: _____

BEDEUTUNG

Klarheit über die eigenen Ziele in der Energieversorgung ist ein wichtiges Fundament Ihrer Strategie zur Transformation der Energieversorgung.

Will man viele Ziele gleichzeitig erreichen, zeigen sich schnell Zielkonflikte.

Diese Zielkonflikte sollten zusammen mit den relevanten Akteuren, wie bspw. Strom- und Wärmeversorger, proaktiv diskutiert werden, um ein gemeinsames Verständnis der Ziele zu erarbeiten.

Wie ambitioniert sind die Klimaziele Ihrer Gemeinde für 2050?

AUSWAHL

- ☐ Netto Null Treibhausgasemissionen vor 2050 (-100%, bspw. in 2040)
- ☐ Netto Null Treibhausgasemissionen (-100%, entspricht dem indikativen Ziel des Bundesrats)
- ☐ Starke Senkung der Treibhausgasemissionen (-80% im Vergleich zu 1990, entspricht dem Ziel von einer Tonne CO₂ pro Kopf)
- ☐ Geringere Senkung der Treibhausgasemissionen (< -80% im Vergleich zu 1990)
- ☐ Keine Ziele

BEDEUTUNG

Je ambitionierter Ihr Klimaziel ist, desto stärkere Massnahmen sind nötig. Zu möglichen Massnahmen gehören die Förderung von erneuerbarer Energie und Energieeffizienz, die Investition in erneuerbare Wärmeverbünde, der vermehrte Einsatz erneuerbarer Gase und die Stilllegung von Gasnetz-Strängen oder -Gebieten.

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.

Was ist die heutige Rolle von Gas in Ihrer Gemeinde?

AUSWAHL

- ☐ Gas wird zur Beheizung von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden eingesetzt
- ☐ Gas wird zur Deckung der Spitzenlast in Energieverbünden eingesetzt
- ☐ Gas wird für Prozesswärme in Industrie und Gewerbe eingesetzt
- ☐ Gas wird in Tankstellen für die Mobilität eingesetzt
- ☐ Gas wird zur Stromproduktion eingesetzt

BEDEUTUNG

Der Handlungsbedarf im Umgang mit der Gas-Infrastruktur ist eng verknüpft mit dem Kundenmix Ihrer Gasversorgung. Für Kunden mit einer Gasheizung bestehen erprobte alternative Heizsysteme. Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Kunden auf erneuerbare Energien wechseln, ist daher höher als beispielsweise bei Industriekunden, die Hochtemperatur-Prozesswärme beziehen. Diese sind stärker auf günstige Brennstoffe angewiesen und verfügen derzeit über wenige Alternativen.

Je höher der Anteil an Gas an der heutigen Energieversorgung Ihrer Gemeinde ist, desto grösser und dringlicher ist der Handlungsbedarf, proaktiv den Umgang mit der Gas-Infrastruktur zu planen.

Wie ist der Zustand des bestehenden Gasnetzes?

AUSWAHL

- ☐ In den nächsten 10 bis 15 Jahren sind grössere Investitionen in Ersatz und Erneuerung nötig.
- ☐ Es sind in den nächsten 10 bis 15 Jahren keine grösseren Investitionen für Ersatz und Erneuerung geplant.

BEDEUTUNG

Stehen bei Ihnen grössere Investitionen an, sollten Sie dies als Handlungsbedarf sehen, um die Wirtschaftlichkeit der Erneuerungen aufgrund der Klima- und Energiepolitik bereits heute zu prüfen. Die Herausforderung besteht darin, dass diese Abklärungen lange vor dem Zeitpunkt der Investition erfolgen müssen. Zeigt sich, dass sich eine Erneuerung betriebswirtschaftlich nicht mehr rechnet, so muss eine Stilllegung der betroffenen Gasleitungen lange im Vorfeld vorbereitet werden – um die Kunden frühzeitig zu informieren und wo möglich Alternativen anbieten zu können.

Ist die Gemeinde am Gasversorger beteiligt?

AUSWAHL

- ☐ Der Gasversorger ist Teil der Gemeindeverwaltung.
- ☐ Der Gasversorger ist von der Verwaltung ausgegliedert, aber im Eigentum der Gemeinde.
- ☐ Die Gemeinde hält nur eine geringe Beteiligung am Gasversorger.
- ☐ Der Gasversorger ist extern, die Gemeinde hält keine Beteiligung.

BEDEUTUNG

Eine enge Zusammenarbeit zwischen Gemeinde und Gasversorger ist in jedem Fall ideal für die Koordination der Energieversorgung. Gemeinsam erarbeitete Lösungen stellen sicher, dass die Ziele und das Wissen von beiden Akteuren einfließen.

Die Eigentumsverhältnisse zwischen Gemeinde und Gasversorger beeinflussen die Zusammenarbeit. Je nachdem können Sie als Gemeinde die Gasversorgung direkt, über eine Eignerstrategie, eine Konzession, einen Zusammenarbeitsvertrag und/oder raumplanerische Instrumente beeinflussen.

Profitiert die Gemeinde finanziell von der Gasversorgung?

AUSWAHL

- ☐ Ja, sie profitiert substantiell.
- ☐ Ja, sie profitiert mittel.
- ☐ Sie profitiert nicht oder kaum.

BEDEUTUNG

Je stärker Ihre Gemeinde heute von finanziellen Erträgen profitiert, desto wichtiger ist es, die künftige Entwicklung dieser Erträge abzuschätzen und einzuplanen. Mit einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik ist aus der Sparte Erdgas mit sinkenden finanziellen Erträgen zu rechnen.

Teilweise können neue Erträge über erneuerbare Gase, Energieverbünde und andere Energiedienstleistungen generiert werden. Typischerweise liegen die Margen jedoch deutlich tiefer. Energieverbünde benötigen zudem hohe Investitionen. Diese führen kurzfristig zu sinkenden Ergebnissen, können aber die Basis legen für neue langfristige und wirtschaftliche Kundenbeziehungen.

Besteht eine Energieplanung für die Gemeinde?

AUSWAHL

- ☐ Ja, es besteht eine aktuelle Energieplanung (< 5 Jahre).
- ☐ Ja, es besteht eine etwas in die Jahre gekommene Energieplanung (> 5 Jahre).
- ☐ Nein, es besteht noch keine Energieplanung.

BEDEUTUNG

Steht in der Gemeinde eine aktuelle Energieplanung zur Verfügung, die mit den energie- und klimapolitischen Zielen im Einklang steht, so verfügen Sie bereits über eine wichtige Grundlage, um die Strategie Ihrer Gemeinde und den Umgang mit der Gas-Infrastruktur festzulegen.

Welche Potenziale bestehen für erneuerbare Energien?

AUSWAHL

- ☐ Es bestehen dicht bebaute Gebiete, die sich für Wärmeverbünde eignen könnten.
- ☐ Grundwasser, See- und Flusswasser oder das Erdreich sind für Wärmepumpen nutzbar.
- ☐ In der Region gibt es langfristig gesicherte Abwärmequellen (z.B. Kehrlichtverbrennung).
- ☐ Es bestehen neue und teilsanierte Gebäude, in denen sich Luft-Wasser-Wärmepumpen eignen.
- ☐ In der Region besteht heute ungenutztes Potenzial an (einspeisbarem) Biogas oder erneuerbarem synthetischem Gas.
- ☐ In der Region besteht heute ungenutztes Potenzial an Energieholz.

BEDEUTUNG

Für eine klimaneutrale Energieversorgung stehen Massnahmen in vielen Bereichen zur Verfügung: Energieeffizienz, erneuerbare Energieverbünde, erneuerbare Einzelheizungen, erneuerbare Gasversorgung und die Stilllegung von Gasnetz-Strängen verbunden mit dem Wechsel auf erneuerbare Alternativen.

Erneuerbare Energieverbünde bieten sich in dicht bebauten Gebieten an. Nötig dafür sind erneuerbare Energiequellen, die nur, besser oder günstiger im Verbund genutzt werden können, wie Seewasser, Geothermie, Abwärme von Kehrlichtverbrennungsanlagen oder Holz. Die Gemeinde, der Gasversorger oder andere Akteure können diese Energieverbünde finanzieren, realisieren und betreiben.

Erneuerbare Einzelheizungen werden meist von den Gebäudeeigentümern selber umgesetzt. Die am häufigsten eingesetzten erneuerbaren Einzelheizungen sind Wärmepumpen (Luft-Wasser, Erdsonden oder Grundwasser) und Pelletheizungen. Biogas wird in der Schweiz bereits heute häufig dem Erdgas beigemischt. Der Bezug ist für bestehende Gaskunden unkompliziert und einfach. Noch ungenutzte lokale Potenziale an Biogas sprechen dafür, diese zu erschliessen.

Nimmt die Nachfrage nach Gas an einem Strang oder einem Gebiet zu stark ab, lohnt es sich nicht mehr, Ersatzinvestitionen zu tätigen und das Netz wird stillgelegt. Mit einer Stilllegung können in solchen Fällen Fehlinvestitionen verhindert werden. Durch eine langfristig geplante Netzstrategie kann die Planungssicherheit für Gemeinden, Werke und Kunden verbessert werden.



Mit Energieplanung die Zukunft der Energieversorgung aufzeigen

Je nach Ausgangslage Ihrer Gemeinde wird sich das ideale Vorgehen unterscheiden. In jedem Fall jedoch sollte eine langfristige, räumliche Energieplanung die Basis Ihres Vorgehens bilden. Der Werkzeugkasten von EnergieSchweiz liefert Ihnen Unterstützung für alle Schritte einer solchen klassischen Energieplanung:

→ Weitere Informationen finden Sie im Leitfaden «Umsetzung Energieplanung» von EnergieSchweiz.

KLASSISCHE KOMMUNALE ENERGIEPLANUNG

A ZIELE DEFINIEREN

|

B RÄUMLICHE PLANUNG ERARBEITEN

●

Wärme- und Kältebedarf

●

Entwicklungsprognose

●

Energiepotenziale

●

räumliche Koordination

●

Massnahmen

|

C PLAN BESCHLIESSEN UND UMSETZEN

●

Öffentlichkeitsarbeit und Festsetzungsverfahren

●

Umsetzung

●

Erfolgskontrolle

A Ziele definieren

Sie definieren die Ziele Ihrer Wärme- und Kälteversorgung, in Bezug auf die Klimaziele, aber auch in Bezug auf andere Ziele wie Versorgungssicherheit, regionale Wertschöpfung, etc. Je stärker Sie die relevanten Akteure wie den Gasversorger oder die Betreiber von Wärmenetzen einbeziehen und für gemeinsame Ziele gewinnen, desto leichter gelingt sowohl die Erarbeitung als auch die Umsetzung des Plans.

B Räumliche Planung erarbeiten

Für die Erarbeitung ziehen Sie Unterstützung in der Fachplanung bei. Die zu bearbeitenden Schritte sind die Analyse des Wärme- und Kältebedarfs, eine Entwicklungsprognose über die nächsten 20 bis 30 Jahre und eine Erhebung der verfügbaren Potenziale. Auf dieser Basis skizzieren Sie gemeinsam die Wärmeversorgung der Zukunft und teilen den Gebieten Ihrer Gemeinde prioritäre Energieträger zu. Wo sinnvoll, unterscheiden Sie zwischen einem langfristigen Endzustand und einem mittelfristigen Transformationszustand. Sie definieren passende Massnahmen.

C Plan beschliessen und umsetzen

Liegt ein Entwurf vor, folgt der Prozess der politischen Entscheidungsfindung. Sie organisieren Öffentlichkeitsarbeit und Mitwirkungsverfahren. Je nach Planungs-, Bau- und Energiegesetzgebung leiten Sie das entsprechende Festsetzungsverfahren in die Wege. Sie machen sich an die Umsetzung (siehe dazu nächste Kapitel) und leiten eine periodische Erfolgskontrolle in die Wege.

Die Erfahrung aus der Praxis zeigt, dass in diesem Verfahren drei wichtige Elemente oft zu kurz kommen:

Zielüberprüfung:

Vergessen Sie nicht zu überprüfen, ob die Energieplanung mit Ihren Zielen aus Schritt A überhaupt kongruent ist! Liegt der erste Entwurf der räumlichen Koordination vor, sollte ein Abgleich erfolgen: Werden die Klimaziele mit der vorgesehenen Wärmeversorgung voraussichtlich erreicht? Und was ist mit der Versorgungssicherheit? Falls die Ziele nicht erreicht werden können, müssen Sie den Tatsachen ins Auge sehen und entscheiden, ob Sie Ihre Ziele, Ihren Plan oder beides anpassen müssen.

Konkretisierung für das Gasnetz:

Oft werden in Energieplanungen die Konsequenzen auf die Entwicklung des Gasnetzes nicht konkret betrachtet. So werden beispielsweise Eignungsgebiete für Wärmepumpen ausgeschieden, ohne zu konkretisieren, was dies für das Gasnetz bedeutet. Weil die Zeit fehlt, oder die darunterliegenden Zielkonflikte lieber vermieden werden. Um Fehlplanungen zu vermeiden, ist dies jedoch unerlässlich. Stellen Sie sich diesen Fragen und konkretisieren Sie die Entwicklung des Gasnetzes auf Ebene Strassenzug zusammen mit dem Gasversorger und den Wärme-Anbieter(n).

Sektorkopplung:

Die Bereiche Wärme, Strom und Verkehr verbinden sich immer stärker. Wärme wird immer mehr über Wärmepumpen mit Strom bereitgestellt, die Mobilität wird zunehmend elektrisch. Wird fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung massiv ausgebaut, führt dies umgekehrt langfristig dazu, dass relevante Überschüsse entstehen, die als Wärme oder in Gasform genutzt werden können («Power-to-Heat», «Power-to-Gas»). Denken Sie die Bereiche Strom und Mobilität in Ihrer Planung mit und berücksichtigen Sie alle Sektoren für die Weiterentwicklung der Strom-, Wärme- und Gasnetze.

Strassenscharfe Planung mit Zielkontrolle

Seit 2007 orientiert sich die Stadt St. Gallen an einem breit abgestützten Energiekonzept. Dabei arbeitet das Amt für Umwelt und Energie sehr eng mit den St. Galler Stadtwerken zusammen. Die Federführung lag dabei für die Erarbeitung des Energieplans beim Amt, für die Detaillierung auf Ebene Strassenzug beim Stadtwerk. Zentrales Werkzeug für die Festlegung war ein Entscheidungsbaum, der anhand von zahlreichen Kriterien pro Strassenzug zu einer Empfehlung für den Zielzustand 2050 und einer Empfehlung für die Phase der Transformation 2030 führt. Das Amt für Umwelt und Energie prüft nicht die Einzelentscheide, sondern übergeordnet, ob mit den vorgeschlagenen Lösungen die städtischen Ziele insgesamt erreicht werden. Erfolgsfaktoren aus Sicht von Stadt und Versorger sind die intensive Zusammenarbeit bei der Definition von realistischen Zielen sowie bei der Erarbeitung und der Umsetzung der Pläne.

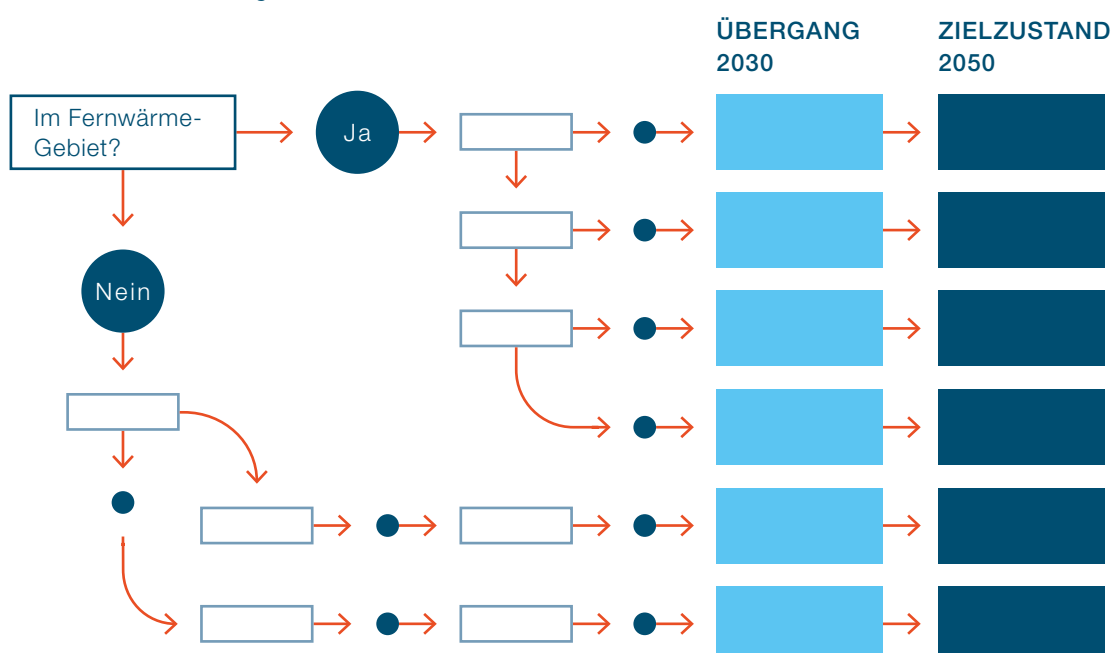
«Ziel unserer Versorgung sind langfristig funktionierende und wirtschaftlich zu betreibende Wärme- und Gas-Netze. Ein langsam schleichender Absatzrückgang ohne Planung führt dazu, dass es irgendwann zu spät ist für Gegenmassnahmen.»

Peter Graf | Mitglied der Geschäftsleitung der sgsw
071 224 50 28 | peter.graf@sgsw.ch



ENTSCHEIDUNGSBAUM ENERGIEPLANUNG

Schematische Darstellung





Mit Netzplanung die Wirtschaftlichkeit von Investitionen prüfen

Um langfristig einen wirtschaftlichen Betrieb seines Netzes sicherzustellen, ist jedem Gasversorger empfohlen, eine strategische Netzplanung zu erarbeiten. Ein «klassisches» Vorgehen mit entsprechendem Werkzeugkasten gibt es dafür (noch) nicht.

BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE NETZPLANUNG

A ZIELE DEFINIEREN



B NETZPLANUNG ERARBEITEN



Energiebedarf und Entwicklung:
Absatzszenarien



Analyse Netz: Erneuerungszeitpunkte
und Systemrelevanz



Wirtschaftliche Erneuerung



C BESCHLUSS, UMSETZUNG PLANEN

A Ziele definieren

In einem ersten Schritt ist auch hier die Definition von Zielen sinnvoll (A).

B Netzplanung erarbeiten

Auf dieser Basis werden künftige Absatzszenarien erarbeitet, welche unter anderem unterschiedliche Entwicklungen der Energiepolitik abdecken. Die Szenarien müssen geographisch differenziert erarbeitet werden, in Abwägung der Siedlungsentwicklung, der lokalen Potenziale an erneuerbaren Energien und der geplanten Wärmenetze. Parallel wird der Zustand des Netzes analysiert und anhand von Alter und Material der Erneuerungszeitpunkt geschätzt. Auch wird definiert, welche Leitungen systemrelevant sind, weil sie übergeordnet von Bedeutung sind (z.B. Versorgung von Prozessgaskunden oder anderen Gemeindeteilen oder Redundanz). Auf dieser Basis wird die Wirtschaftlichkeit einer Erneuerung jedes Strangs grob geschätzt oder detailliert berechnet (B). Die Resultate zeigen auf, welche Erneuerungen in jedem Szenario wirtschaftlich bleiben und welche nicht.

C Beschluss, Umsetzung planen

Damit wird eine erste gute Basis für die strategische Diskussion in den Leitungsgremien gelegt. Diese beschliessen, wie sie mit den verschiedenen Szenarien, Erneuerungsinvestitionen und Kosteneinsparmassnahmen umgehen möchten und planen die Umsetzung (C). In diese Gremien gehören auch die Diskussionen und Entscheide zur Suche von alternativen Geschäftsmodellen.

Betriebswirtschaftliche Zielnetzplanung

Ein Schweizer Gasversorger liess für sein Gasnetz eine strategische Zielnetzplanung auf der Basis von betriebswirtschaftlichen Simulationen erstellen. Dazu wurde für jede Leitung der technische Erneuerungszeitpunkt errechnet und die Systemrelevanz erhoben (übergeordnete Bedeutung oder nicht). Anschliessend wurde anhand einer Kapitalwertbetrachtung für unterschiedliche Erlösszenarien das wirtschaftlich optimale Zielnetz berechnet. Bei einer Halbierung des Absatzes gemäss damaligem Zielszenario des Bundes war das Resultat, dass die Hälfte der Leitungen zwischen 2040 und 2060 nicht erneuert werden sollten. Die Wirtschaftlichkeit von Erneuerungen vor 2040 wurde in der Simulation nicht geprüft, da es hier für entschädigungsfreie Stilllegungen bereits zu spät sei.

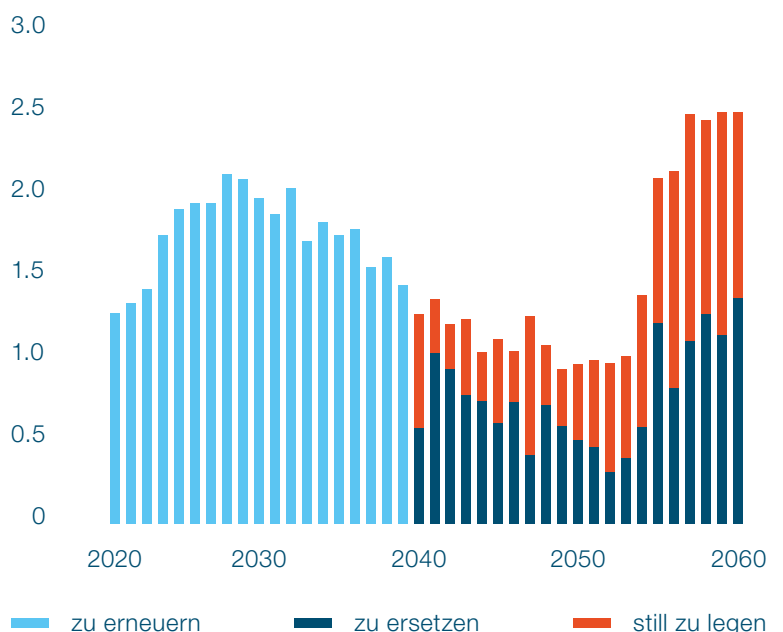
→ Weitere Informationen finden Sie im Magazin «Aqua et Gas» im Artikel zur strategischen Zielnetzplanung.

ERNEUERUNGS- UND INVESTITIONSBEDARF

Risikobasierte Ermittlung mit Darstellung des Rückbaupotenzials

INVESTITIONSBEDARF

in Mio. Fr.



Energieplanung und Netzplanung zusammenbringen

Die Gegenüberstellung der Energie- und Netzplanung zeigt, dass es viele Überlappungen gibt und eine getrennte Erarbeitung zu unnötigen Widersprüchen, Überraschungen und Konflikten in der Umsetzung führt.

Wird eine Energieplanung mit Elementen der Gasnetzplanung konkretisiert, entsteht ein konkreter langfristiger Wärme- und Kälteversorgungsplan (10-30 Jahre), der auf Ebene Strassenzug festlegt, welche Lösungen im Bereich der Wärmeversorgung angestrebt werden sollen und was dies konkret für die Wärme- und Gasnetze bedeutet (u.a. Erweiterung, Verdichtung, Erneuerung und Stilllegung).

Die Voraussetzung für einen konkreten Wärme- und Kälteversorgungsplan auf Ebene Strassenzug ist also eine enge Kooperation zwischen Stadt und Versorgern von Elektrizität, Gas und Wärme, unabhängig von den Besitzverhältnissen. Ein echtes gemeinsames Tragen übergeordneter Ziele legt eine wichtige Basis für

die Erarbeitung und Umsetzung des Plans. Für die Konkretisierung des Plans auf Ebene Strassenzug sind Informationen und Know-How der Energieversorger unabdingbar. Umgekehrt brauchen die Versorger zur Planungssicherheit Informationen zu den Plänen und Vorhaben der Gemeinde, wie bspw. Wärmeverbunde, Aufzungen und Strassenarbeiten (andere Werkleitungen, Strassenbeläge etc.).

Eine Kooperation ist also ein wichtiger Erfolgsfaktor.

Die Gestaltung des gemeinsamen Prozesses im Detail können und sollen Sie jedoch wiederum ganz auf Ihre individuelle Ausgangslage anpassen.



GUT ZU WISSEN

Handlungsspielraum bei externem Versorger mit divergierenden Zielen

Auch bei einem externen Versorger ist eine enge Zusammenarbeit bei der Erarbeitung sinnvoll. Falls die Ziele und Interessen nicht in Einklang gebracht werden können, sind die Handlungsmöglichkeiten je nach Ausgangslage unterschiedlich. Zu dieser Frage bestehen derzeit in der Schweiz kaum Grundlagen, zudem bestehen hier auch unterschiedliche kantonale Vorgaben. Besteht eine Konzession oder ein Zusammenarbeitsvertrag mit dem Versorger, können die gemäss Vertragsinhalt möglichen Handlungsoptionen genutzt werden (Kündigung und Neuverhandlung etc.). Ist der Versorger im Eigentum einer anderen Gemeinde oder Stadt, bestehen allenfalls Möglichkeiten, über politische Wege auf eine bessere Zusammenarbeit Einfluss zu nehmen. Besteht ausschliesslich eine Bewilligung zur Nutzung des Bodens, ist unklar, welche Handlungsspielräume überhaupt bestehen. Es ist zu empfehlen, juristische Unterstützung beizuziehen.

Mehrgleisig an die Umsetzung gehen

Gemeinden haben so viele Aufgaben zu bewältigen, dass es nach der Erarbeitung eines Wärme- und Kälteversorgungsplans leicht dazu kommen kann, dass die Umsetzung zu kurz kommt. Ohne Umsetzung ist die beste Erarbeitung und der ausgeklügelteste Plan jedoch nichts wert.

GEMEINDE UND VERSORGER

Festlegen von Prozessen bei Entscheiden zur Gasnetz-Infrastruktur

In der Umsetzung geht es teilweise um einzelne, konkrete Massnahmen, wie beispielsweise eine Machbarkeitsstudie für einen Wärmeverbund, die Erstellung von Grundsätzen für die Erneuerung von bestehenden Infrastrukturen oder die Erarbeitung einer Biogasstrategie. Für solche Massnahmen sind Erfolgsfaktoren altbekannt: Ziel, Inhalt, Vorgehen, Verantwortung, Ressourcen und Budget müssen klar und miteinander kongruent sein.

Darüber hinaus müssen Sie jedoch auch dafür sorgen, dass bei lau-

fenden Einzelentscheidungen die Vorgaben des Plans eingehalten werden. Dies gilt insbesondere für Entscheide zur Gasnetz-Infrastruktur. Dieser zweite Teil geht oft vergessen. Im Grundsatz liefert der Wärmeversorgungsplan ja bereits die Handlungsanweisung für die Verantwortlichen. Im konkreten Fall des Einzelentscheids über eine Erneuerung einer Leitung können jedoch neue Überlegungen hinzukommen, wie der Wegzug oder die Ansiedlung eines Prozessgas-Kunden oder das definitive Scheitern eines geplanten Wärmeverbundes.

Zentral ist es daher, dass Sie für die Einzelentscheide den Prozess definieren. Welche Grundlagen sollen vorliegen? Welche Kriterien sollen in die Abwägung einfließen? Wer verfügt in welcher Konstellation über die Entscheidungskompetenz? Wie wird der Entscheid dokumentiert und wer muss informiert werden? Ist der Prozess stadtintern möglich oder muss er in einer Zusammenarbeitsvereinbarung mit dem Versorger festgelegt werden?

Gasstrategie und Entscheidungsprozesse

Die Gemeinde Rüti im Zürcher Oberland ist fast flächendeckend mit Gas versorgt. Der Gasversorger ist Teil der Gemeindeverwaltung. Als die Gemeinde die kommunale Energieplanung aktualisierte und dem Kanton vorlegte, beauftragte dieser die Gemeinde, den Umgang mit dem Gasnetz in der Planung zu konkretisieren. Die Energie- und Werkkommission erarbeitete in der Folge in sehr zäher Arbeit und mit externer Unterstützung eine Gasstrategie. Sie beinhaltet den Grundsatz, dass die Gasversorgung wirtschaftlich sein muss. Bei jeder Leitungserneuerung muss die künftige Wirtschaftlichkeit ausgewiesen werden, die Entwicklungen der Energie- und Klimapolitik müssen hier einfließen. Auch muss jeweils in einem Kapitel die Kompatibilität mit der Gasstrategie dargelegt werden. Je nach Betrag liegt der Finanzbeschluss bei der Kommission oder dem Gemeinderat. Die Strategie sieht zudem vor, dass ein Transformationsplan erarbeitet wird, Biogas schrittweise von 5 über 10 auf 20% erhöht wird und mittels Kennzahlen laufend ein Controlling erfolgt. Erfolgsfaktoren waren aus Sicht der Gemeinde der Beizug externer Berater, welche die Ziele des Gemeinderats mittragen, sowie eine intensive, konstruktive und sachliche Diskussion.

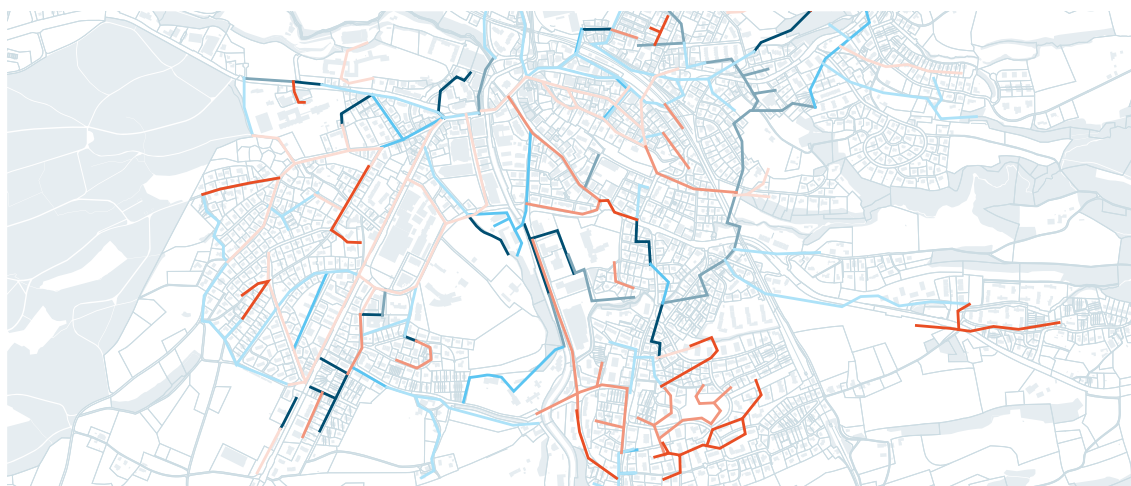
« Reden, reden, reden. Auch wenn man auf inhaltlicher Ebene unterschiedlicher Meinung ist, ist es wichtig, von Mensch zu Mensch konstruktiv zu bleiben und immer wieder mit Argumenten aufeinander zuzugehen. »



Marie-Therese Büsser | Gemeinderätin Rüti
055 240 29 72 | marie-therese.buesser@rueti.ch

GASNETZ DER GEMEINDE NACH BAUJAHR

Grundlage für die Erhebung des Investitionsbedarfs



GEMEINDE UND VERSORGER

Aufbau von Wärme- und Kältenetzen

Im Rahmen der Energieplanung findet eine Beurteilung statt, welche Gebiete aus Sicht Nachfrage als auch aus Sicht Angebot Wärme- und Kältenetze erfordern oder sich dafür eignen. Mit der Gebietsfestlegung (Planungsgebiete, Prüf-

gebiete) ist jedoch nur ein erster Schritt getan. In weiteren Schritten müssen die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit im Detail abgeklärt, die Netze projektiert und eine passende Eigentümer- und Betriebsform gefunden werden.

Es gibt hier zahlreiche Modelle mit starker Position der Gemeinde, des eigenen Versorgers, Mischmodelle oder externem Contractor.

→ Weitere Informationen finden Sie im Modul 6 und Modul 9 der räumlichen Energieplanung.



Eniwa

Wärme- und Kältenetze

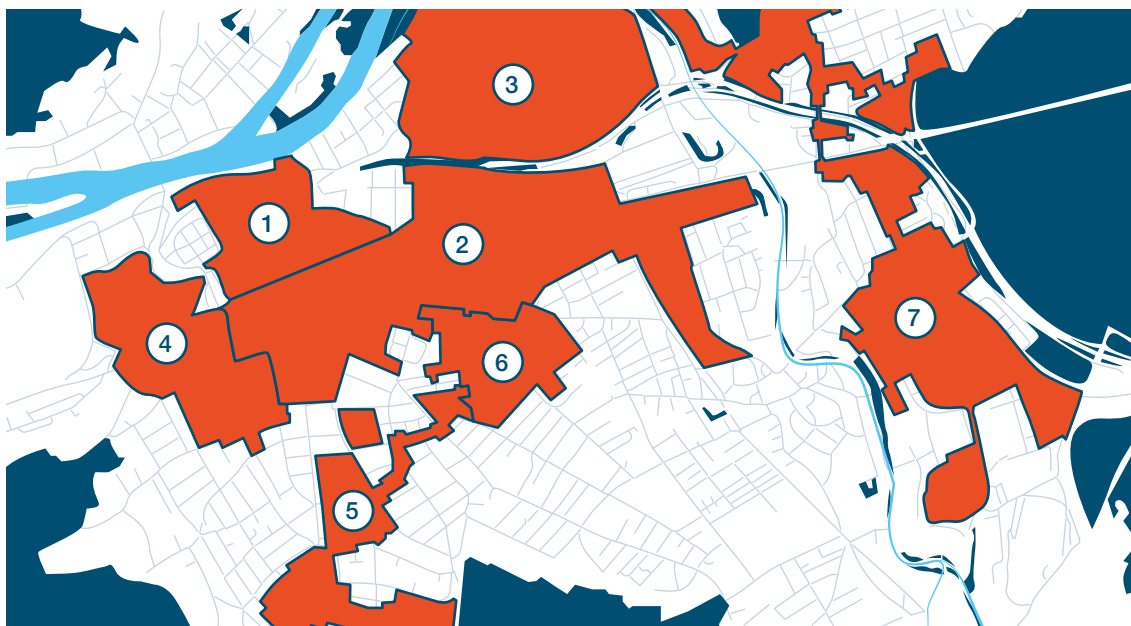
Die Stadt Aarau hat 2012 die Ziele der 2000-Watt- und 1-Tonne-CO₂-Gesellschaft in der Gemeindeordnung festgelegt. Ein sehr wichtiger Pfeiler der städtischen Strategie sind Wärme- und Kältenetze. Der städtische Versorger Eniwa realisiert diverse Wärme- und Kältenetze in Aarau und den umliegenden Gemeinden. Zwei Energiezentralen mit Grundwasser und Gas-Spitzendeckung sind bereits realisiert, die vermehrte Nutzung der Abwärme aus der Kehrrichtverbrennung Buchs ist in Umsetzung. Erfolgsfaktoren aus Sicht Eniwa sind die intensive Zusammenarbeit mit der Stadt und den Gemeinden, das Mitdenken der Kälteversorgung und die frühe Thematisierung der Kosten und Finanzierung.

« Es muss allen Beteiligten bewusst sein, dass Wärmeverbunde Millionen von Franken kosten und kurzfristig eine entsprechende Wirkung auf das Resultat eines Versorgers haben. Es dauert lange, bis man mit den Netzen Geld verdienen kann. Daran sind sich Versorger und ihre Eigentümer noch nicht gewohnt. »

Hans-Kaspar Scherrer | CEO Eniwa
062 835 03 33 | hans-kaspar.scherrer@eniwa.ch



WÄRME UND KÄLTEVERBUNDE IN DER REGION AARAU



- | | | | |
|-----------|------------|-----------------------|------------------------------------|
| 1 Kasino | 3 Telli | 5 Goldern | 7 Buchs/Aarau Rohr (Baustart 2021) |
| 2 Torfeld | 4 Schachen | 6 Kantonsspital Aarau | |

VERSORGER

Strategie erneuerbare Gase

Eine Strategie erneuerbare Gase muss unter anderem festlegen, welche Art Gase Sie wie beschaffen und vertreiben können und möchten. Falls in Ihrer Region noch zusätzliche Potenziale für feuchte Biomasse vorhanden sind, bietet es sich an, den Bau einer Biogasanlage mit Partnern aus der Region voranzutreiben und zu ermöglichen. Alternativ prüfen Sie mögliche Lieferanten, ihre Qualitäten

und Konditionen für erneuerbare Gase. Auf Seite des Vertriebs ist zu prüfen, welche Anteile Sie über die nächsten Jahre erreichen und welche Optionen Sie Ihren Kunden dazu anbieten möchten: Erdgas als Standard mit Erneuerbaren-Anteil als Option, umgekehrt ein Erneuerbaren-Anteil als Standardprodukt mit 100% Erdgas als Option oder ein fixer Anteil ohne Abwahlmöglichkeit. Auf besonders grosse

Akzeptanz stösst der Wechsel auf einen höheren Anteil erneuerbarer Gase, wenn Sie den Wechsel bei sinkenden Erdgaspreisen umsetzen. So erhalten die Kunden klimafreundlicheres Gas zu einem fast gleichen Preis.

VERSORGER

Risikostrategien Gasnetz

Die Klima- und Energiepolitik ist für Eigner und Betreiber von Gasnetzen ein finanzielles Risiko. Mit höheren Anteilen von erneuerbaren Gasen und sinkendem Absatz steigen die spezifischen Kosten für Energie und Netznutzung und gefährden die Konkurrenzfähigkeit von Gas. Analysieren Sie dieses Risiko systematisch und legen Sie Massnahmen für den Umgang damit fest. Optionen sind beispielsweise die Verkürzung der Amortisationsdauer des Netzes, Rückstellungen für Restwertent-

schädigungen oder ein kalkulatorischer Risikozuschlag bei der internen Verzinsung. Dabei ist zu prüfen, welche Optionen mit den bei Ihnen anwendbaren Regelwerken kompatibel sind (Nemo Branchen-Standard für Netznutzungsentgelte, kantonale Gemeindegesetze, künftiges Gasversorgungsgesetz).

Übergeordnet ist die Stärkung anderer Geschäftsmodelle wie klassischerweise der übrige Wärmemarkt eine Möglichkeit.

Dieser Schritt erfordert jedoch erhebliche Mittel, welche entweder mit den bestehenden Geschäftsfeldern erwirtschaftet oder von der Gemeinde politisch entschieden und gesprochen werden müssen.

VERSORGER

Stilllegung von Gasnetz Strängen oder Gebieten

Die Erreichung ambitionierter Klimaziele sind mit der bestehenden Ausdehnung des Verteilnetzes nicht kompatibel. Hinterlegt die Schweizer Energie- und Klimapolitik ihre Klimaziele mit entsprechenden Instrumenten, wird die Diskussion über die Stilllegung von Gasleitungen zu den alltäglichen Themen eines Gasversorgers werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten für eine Stilllegung sollten Sie bereits heute prüfen, wie wirtschaftlich die in den nächsten 20 Jahren geplanten Erneuerungen sind, um Fehlinvestitionen («stranded investments») zu vermeiden.

Werden Stränge oder Gebiete des Verteilnetzes stillgelegt, sind dazu diverse Grundsatzentscheide zu treffen. Wann stoppen Sie im Vorfeld den Verkauf von Neuanschlüssen? Wann informieren Sie die Bezüger?

Sie können langfristig agieren und die Stilllegung 20 Jahre im Voraus bekannt geben. Sie können aber auch einen überschaubareren Zeithorizont von beispielsweise 10 Jahren wählen und den Bezüger eine Restwertentschädigung bezahlen oder eine Alternative anbieten.

Das Vorgehen wird unter anderem auch davon abhängen, ob Sie als Versorger im Gebiet selber neu Wärme anbieten können und wollen (Wärmeverbund, Contracting, Verkauf von Wärmepumpen). In jedem Fall lohnt es sich, die Kommunikation sehr gut vorzubereiten und den Kunden, wenn möglich, gute Alternativen anzubieten.

Stilllegung von Gasleitungen

Die Stadt Winterthur erarbeitete in den Jahren 2011 bis 2013 eine neue Energieplanung. In der Arbeitsgruppe arbeiteten städtische Vertreter unterschiedlichster Fachstellen. Stadtwerk Winterthur – als kommunaler Energieversorger und Teil der Verwaltung – war durch zwei Geschäftsleitungsmitglieder vertreten. In einigen Quartieren ist die Stadt doppelt versorgt, es besteht also sowohl ein Gas- als auch ein paralleles Wärmenetz. In diesen Gebieten wurde eine Stilllegung des Gasnetzes beschlossen. Ausnahmen sind diejenigen Gasleitungen, die für den Gastransport in andere Gebiete sorgen.

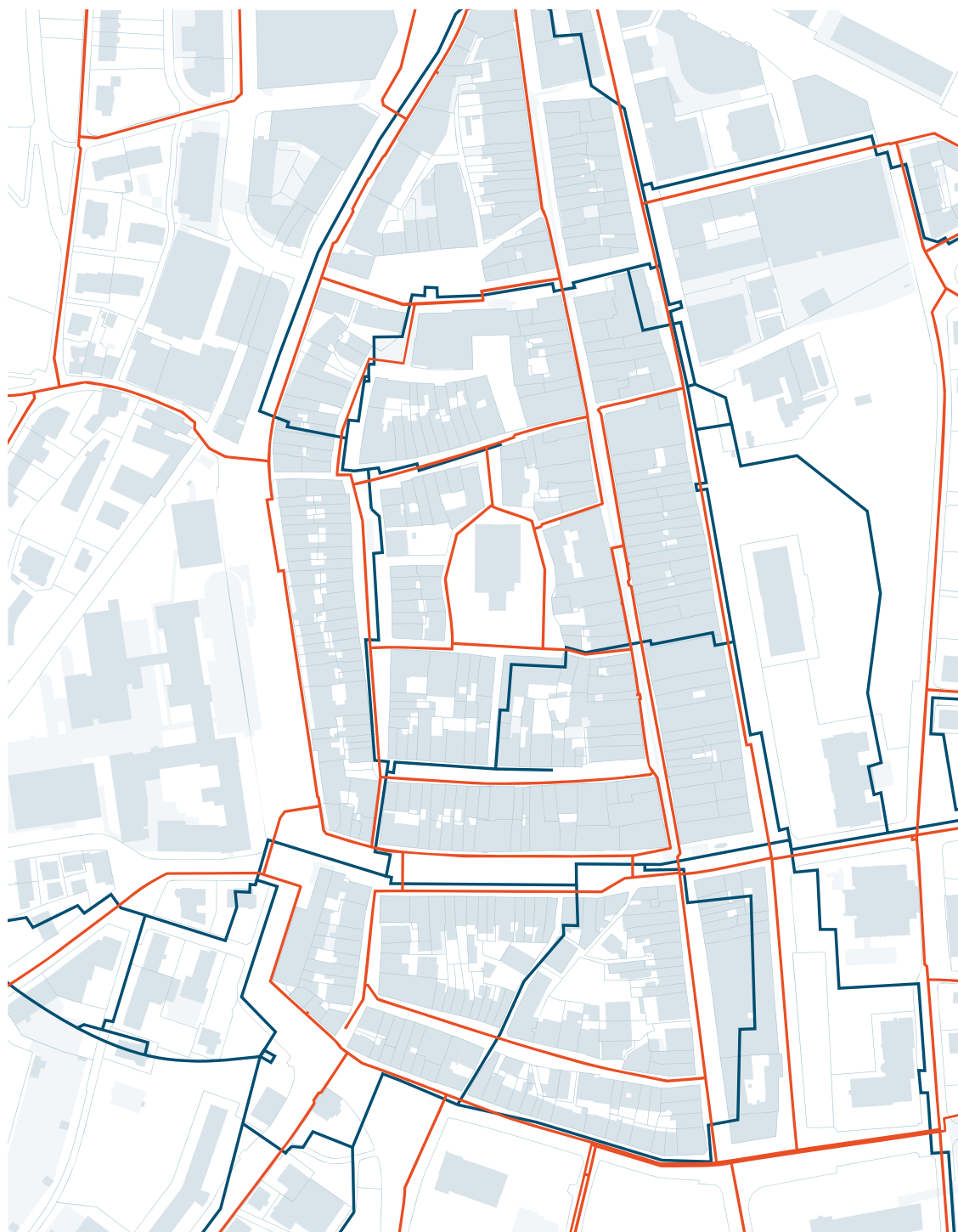
Die Grundlagenarbeiten zeigten zudem, dass in einigen Aussengebieten Leitungen mit sehr geringer Absatzdichte betrieben werden. Auch hier wurden vereinzelte Stilllegungen geplant. Entgegen dem landesweiten Trend wurde das Gasleitungsnetz in Winterthur in den vergangenen 20 Jahren um 11 Prozent verkürzt. Ein wichtiger Erfolgsfaktor seitens Versorger ist, dass die Geschäftsleitung hinter den Zielen und der Planung stehen muss. Dann finden sich gemeinsam gute Lösungen.

«Die Stilllegung von Gasleitungen braucht sehr viel Zeit: Weder ökonomisch noch ökologisch ist es sinnvoll, fast neue Anlagen, seien es Heizungen von Kundinnen und Kunden oder Teile des Gasnetzes, still zu legen. Auch die Restwertentschädigungen fallen tiefer aus, wenn die Anlagen mindestens die Hälfte ihrer Lebenserwartung erreichen. In der Regel versucht Stadtwerk Winterthur, 10 Jahre Zeit für die Umstellung zu gewähren.»

Urs Buchs | Mitglied der Geschäftsleitung von Stadtwerk Winterthur
052 267 61 20 | urs.buchs@win.ch



PARALLELE VERSORGUNG MIT GAS UND FERNWÄRME IN WINTERTHUR



— Gasnetz — Fernwärmenetz

Fundierte und konsolidiertes Wissen zum Nachschlagen

Zum Gasnetz der Zukunft haben Sie vermutlich schon zahlreiche Aussagen gehört, die sich zum Teil widersprechen. Hier finden Sie fundierte, auf einer Vielzahl von Studien basierende Informationen, welche mit Stand Juni 2019 in einem intensiven Prozess mit Gemeinden, Gasversorgern, Kantonen und weiteren Akteuren konsolidiert wurde.

→ Detaillierte Informationen inklusive Quellenangaben finden Sie im Fachbericht «Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich»

NACHFRAGE IN DER SCHWEIZ

Wie entwickelt sich die Nachfrage nach Gas in der Schweiz?

- In den letzten 10 Jahren sind der Gasabsatz und die Länge des Verteilnetzes gestiegen.
- Die relevanten Treiber führen dazu, dass die Nachfrage nach Gas in Zukunft zurückgehen wird. 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, die Kosten für die Netznutzung werden auf weniger Absatz verteilt, für die verbleibenden Kunden wird das Gas teurer. Das Gas wird auch teurer, weil die CO₂-Abgabe steigt und weil die Vorschriften zu einem höheren Anteil erneuerbarem Gas führen, welches teurer ist als Erdgas.
- Ein Rückgang der Gasnachfrage wird dazu führen, dass die Erneuerung von Strängen des Gasnetzes nicht mehr wirtschaftlich sein wird.

ALTERNATIVEN ZU ERDGAS

Welche Alternativen gibt es zum Erdgas?

- Für viele Anwendungen gibt es bewährte Alternativen mit besserer CO₂-Bilanz als Erdgas. Für Raumwärme und Warmwasser insbesondere Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom und erneuerbare Energieverbünde, für Mobilität Elektrofahrzeuge mit 100% erneuerbarem Strom.
- Für einige Anwendungen gibt es derzeit kaum Alternativen zu Brennstoffen: Hochtemperatur-Prozesse, der strassenbasierte Güterverkehr, die Stromerzeugung im Winter und in Ausnahmefällen Raumwärme in Gebieten mit sehr schwieriger Ausgangslage.
- Eine langfristig vollständig erneuerbare Stromversorgung führt im Winter während «Dunkelflauten» zu besonderen Herausforderungen, da in diesen Momenten zu wenig Strom aus Sonnen- und Windenergie zur Verfügung steht. Die Herstellung, saisonale Speicherung und Verstromung erneuerbarer Brennstoffe kann hier einen Beitrag leisten.

BIOGAS

Was ist Biogas, wie klimafreundlich ist es und wie viel kostet es?

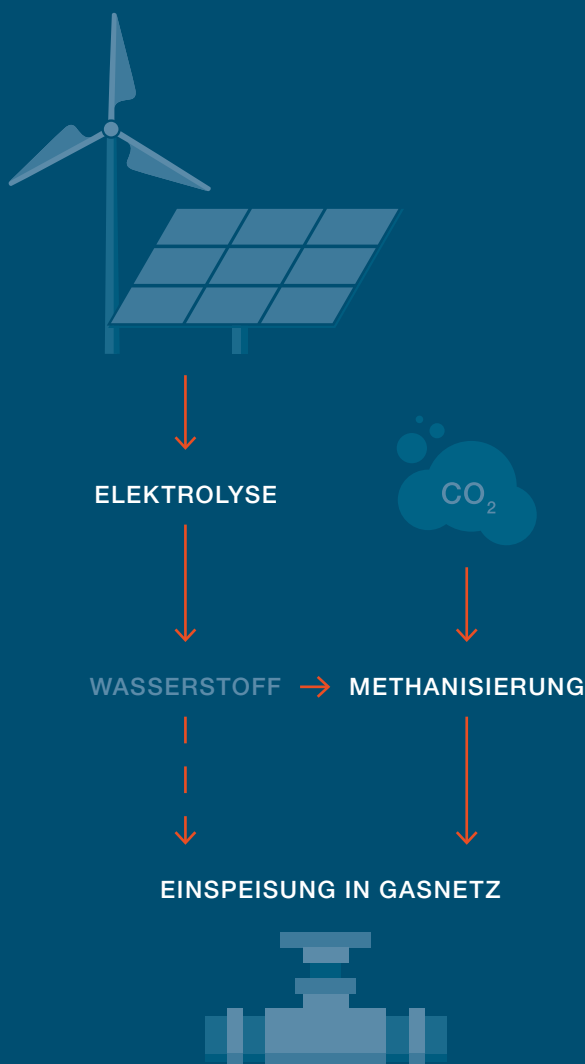
- Biogas kann aus Hofdünger, Grüngut, landwirtschaftlichen Nebenprodukten, organischen Abfällen aus Haushalten, Industrieabfällen und Klärschlamm hergestellt werden.
- Biogas aus solchen Abfallprodukten ist klar klimafreundlicher als fossile Energieträger.
- In der Schweiz spielt Biogas aus Energiepflanzen und aus Holz heute keine Rolle.
- Der Bezug von Biogas über das Verteilnetz kostet heute rund 50% mehr als Erdgas.

ERNEUERBARES SYNTHETISCHES GAS

Was ist erneuerbares synthetisches Gas, wie klimafreundlich ist es und wie viel kostet es?

- Gase wie Wasserstoff und Methan können mit Strom synthetisch hergestellt werden (Power-to-Gas). Für erneuerbares synthetisches Gas muss erneuerbarer Strom genutzt werden.
- Erneuerbares synthetisches Gas ist klimafreundlicher als fossile Energieträger. Wie klimafreundlich es ist, hängt unter anderem vom verwendeten Strom ab. Synthetisches Gas aus Photovoltaik ist dabei heute nur leicht besser als Erdgas, synthetisches Gas aus Wasserkraft klar besser als Erdgas.

HERSTELLUNG VON SYNTHETISCHEM GAS AUS ERNEUERBAREM STROM

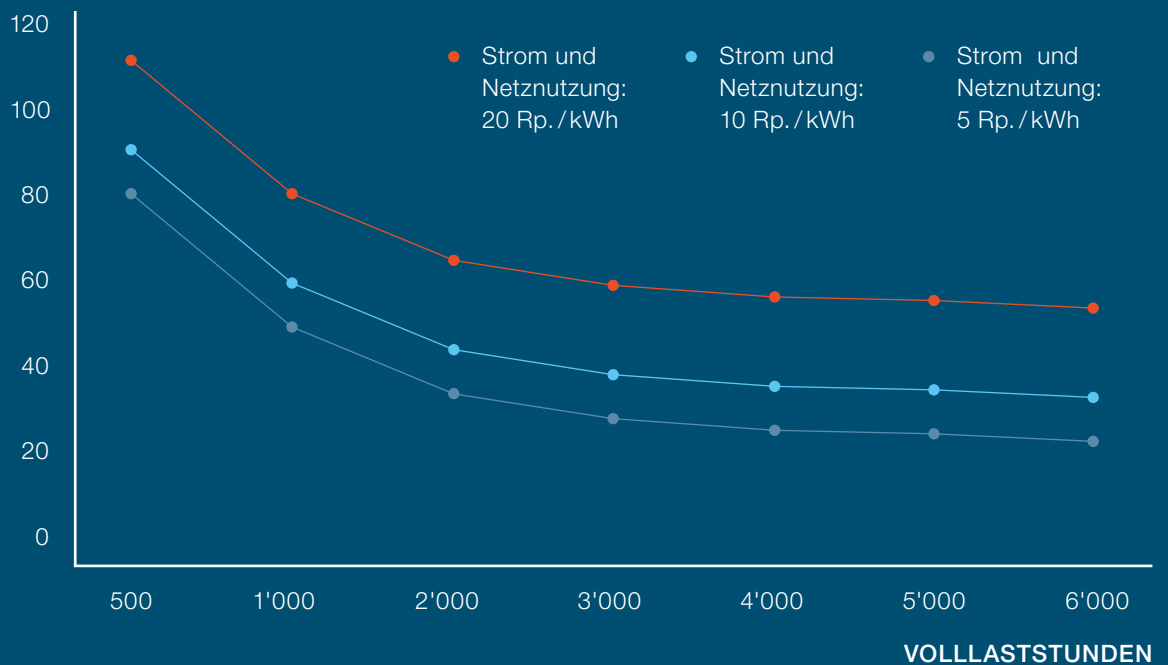


- Steht erneuerbarer Strom zur Verfügung, ist es klar klimafreundlicher, diesen direkt einzusetzen (Wärmepumpe, Elektroauto) als damit erneuerbares synthetisches Gas herzustellen und für eine Gasheizung oder ein Gasauto zu nutzen.
- Wird der gesamte Stromverbrauch jedoch bereits erneuerbar gedeckt und kann zusätzliche erneuerbare Produktion nicht direkt eingesetzt werden, ist die Produktion erneuerbarer synthetischer Gase eine effektive Massnahme zur Reduktion von Treibhausgasemissionen.
- Die Stromnachfrage ist heute in der Schweiz und in Europa deutlich höher als die erneuerbare Stromproduktion. Deswegen führt heute die Nutzung von erneuerbarem Strom für synthetisches Gas ausserhalb der vereinzelt Situationen mit einem Überschuss an erneuerbarem Strom dazu, dass dieser erneuerbare Strom einer anderen Nutzung entzogen wird. Es wird also netto kein Beitrag zu einer Reduktion von Treibhausgasen geleistet.

HERSTELLUNGSKOSTEN ERNEUERBARES GAS

KOSTEN

Rp. / kWh



- Erneuerbares synthetisches Gas ist heute sehr viel teurer als Erdgas und auch deutlich teurer als Biogas. Die aktuellen Herstellungskosten sind stark vom bezahlten Strompreis und den Volllaststunden der Anlagen abhängig. Fallen die Volllaststunden unter 2'000 Stunden pro Jahr, so steigen die Kosten des erzeugten Gases deutlich an.
- Klimafreundlich ist synthetisches Gas, wenn Überschussstrom verwendet wird. Dieser fällt jedoch nur in einer begrenzten Anzahl Stunden pro Jahr an.
- Die Kosten von erneuerbarem synthetischem Gas werden in Zukunft aufgrund des technologischen Fortschritts sinken.
- Die Produktion von erneuerbarem synthetischem Gas wird an vielen ausländischen Standorten billiger sein als in der Schweiz.

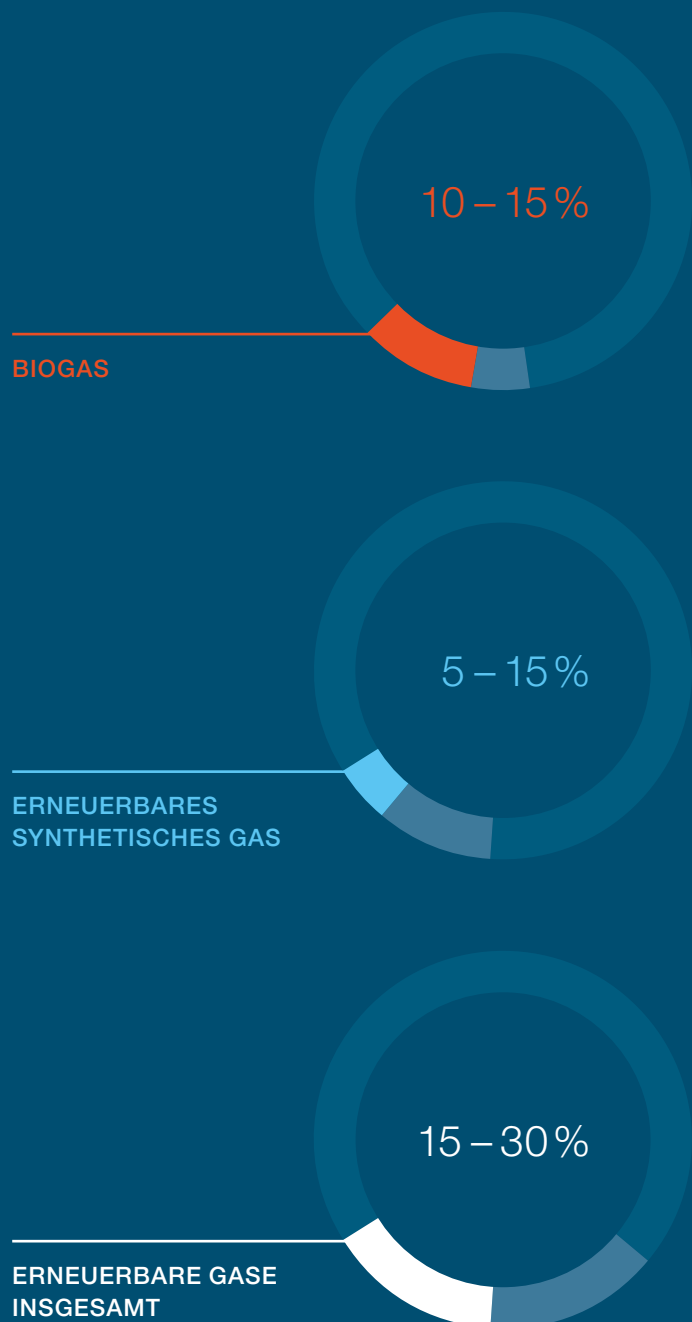
POTENZIALE

Wie hoch ist das Potenzial von Biogas und erneuerbarem synthetischem Gas?

- **Schweiz:** Das Potenzial von erneuerbarem synthetischem Gas ist abhängig von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Überschussstrom. Erneuerbarer Überschussstrom steht heute und in Zukunft nicht in grossen Mengen zur Verfügung. Für das ausgewiesene Potenzial von erneuerbarem synthetischem Gas von 2 bis 5 TWh ist ein sehr starker Ausbau der Photovoltaik nötig (Belegung von ca. 50% aller dafür mindestens «gut» geeigneten Dächern in der Schweiz).
- **Schweiz:** Das gesamte Potenzial von inländischem Biogas und erneuerbarem synthetischem Gas könnte 15 bis 30% des heutigen Gasverbrauchs decken. Bei einem langfristig um 50% reduzierten Gasverbrauch würde das Potenzial 30 bis 60% decken.
- **Europa:** Auch bei vollständiger Ausschöpfung des Potenzials kann Europa die eigene Gasnachfrage nicht durch Biogas decken. Das zusätzliche Potenzial an Biogas in Europa ist höher als der heutige Gasverbrauch der Schweiz.

POTENZIAL ERNEUERBARE GASE

Verglichen mit heutigem Gasabsatz



SPEICHERUNG

Kann Gas saisonal gespeichert werden?

- Ja. Die Speicherkapazitäten im Ausland sind heute sehr gross. Die Porenspeicher (Speicherung in geeigneten Gesteinsschichten) erlauben eine kostengünstige saisonale Speicherung von grossen Volumen.
- Das Verteilnetz der Schweiz kann nicht zur Gasspeicherung eingesetzt werden. Es verfügt über eine Kapazität von zwei Promille eines Tagesverbrauchs.
- Die bestehenden Speicher in der Schweiz sind Kugel- und Röhrenspeicher und das Transportnetz. Sie verfügen über eine Kapazität von knapp einem Tagesverbrauch. Sie dienen der kurzfristigen und nicht der saisonalen Speicherung.
- Eine saisonale Speicherung verteuert Gas durch die Kosten für den zusätzlichen Transport und die Speicherung.

KÜNFTIGER EINSATZ

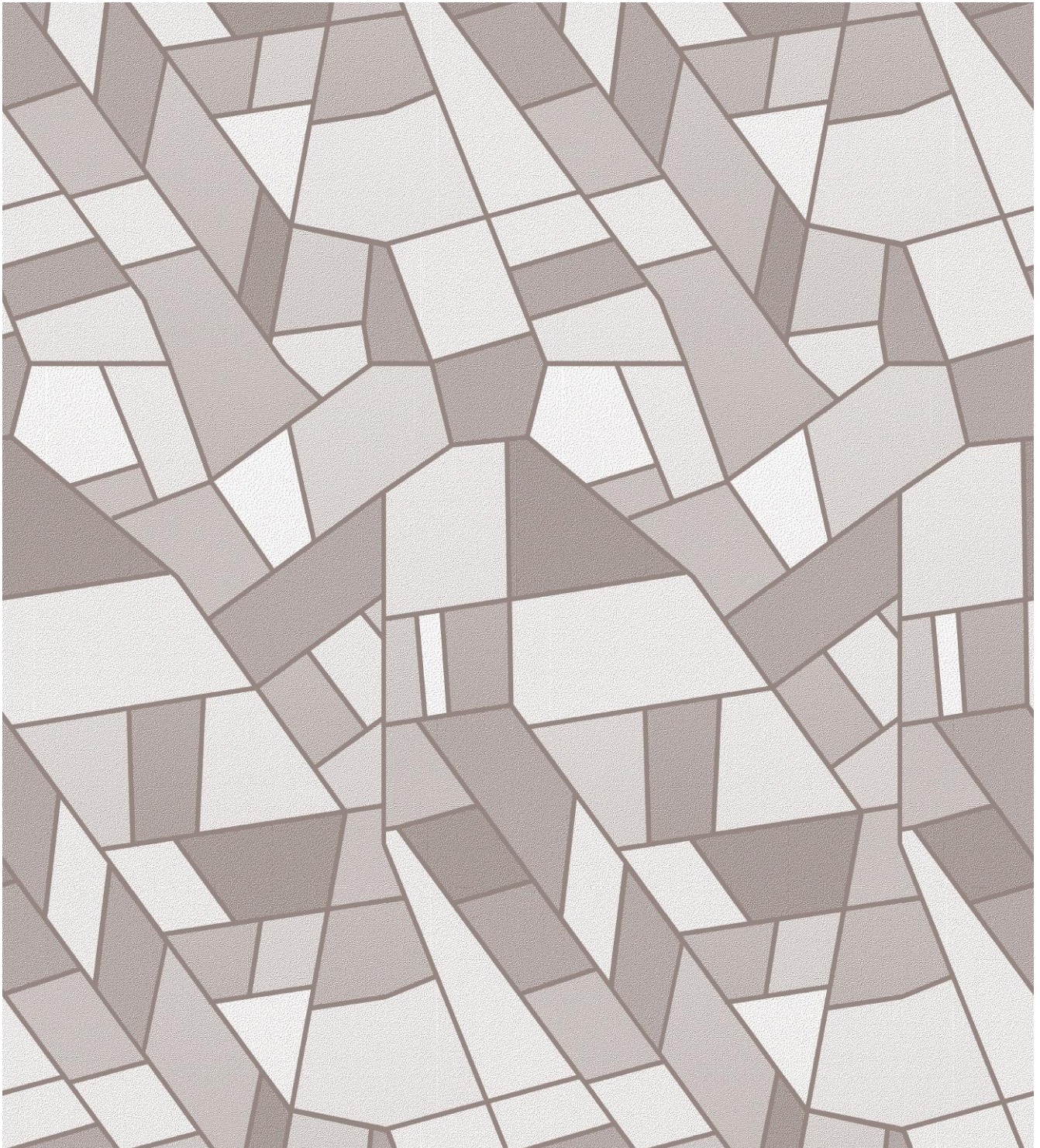
Wo sollen erneuerbare Gase in Zukunft eingesetzt werden?

- Zur Erreichung Paris-konformer Klimaziele sollen langfristig aus systemischer Sicht erneuerbare Gase für die Prozesswärme, den strassenbasierten Güterverkehr und die Stromproduktion im Winter eingesetzt werden, da es hier wenige Alternativen zu Brennstoffen gibt.
- Zur Erreichung Paris-konformer Klimazielen sollen langfristig aus systemischer Sicht erneuerbare Gase nur noch in Ausnahmefällen für Raumwärme eingesetzt werden, da es hier genügend Alternativen gibt.
- Wo zukünftig tatsächlich erneuerbare Gase eingesetzt werden, hängt von vielen Faktoren ab wie der Zahlungsbereitschaft, den jeweiligen Alternativen und den politischen Rahmenbedingungen.
- Ohne weitere politische Weichenstellungen spricht die Zahlungsbereitschaft dafür, dass erneuerbare Gase vorerst noch vor allem in Haushalten und im Personenverkehr eingesetzt werden.



Transformation der Gasversorgung in der Stadt Wetzikon

Bericht vom März 2021



Projektteam

Dr. Sabine Perch-Nielsen
Dr. Michel Müller

EBP Schweiz AG
Zollikerstrasse 65
8702 Zollikon
Schweiz
Telefon +41 44 395 11 11
info@ebp.ch
www.ebp.ch

Druck: 9. März 2021
2021-02-25_Transformation_Waermeversorgung.docx
Projektnummer: 220252

Zusammenfassung

Anlass und Ziel: Ende 2019 reichten 10 städtische Parlamentsmitglieder eine Motion ein mit dem Ziel, den weiteren Ausbau des Gasnetzes zu untersagen. Die Energiekommission kam in ihren Diskussionen zum Schluss, dass die Fragen zur Zukunft der Wetziker Gasversorgung sehr wichtig sind, lehnte die Motion jedoch als zu wenig umfassend ab. Sie schlug vor, die Motion in ein Postulat umzuwandeln, um aufzuzeigen

Postulat zur Gasversorgung

- wie eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden kann;
- welche Rolle Blockheizkraftwerke und Spitzenlastabdeckungen dabei spielen können;
- welche Potenziale für erneuerbare Gase in Wetzikon bestehen; und
- wie gestrandete Investitionen vermieden oder vermindert werden können.

Ausgangslage: Die Stadt Wetzikon verfügt über ein flächendeckend ausgebaut und eher junges Gasnetz. Das Netz wurde auch in Gebieten ausgebaut, welche eine geringe Wärmebezugsdichte ausweisen. Gas wird in Wetzikon fast ausschliesslich für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt, also in dem Bereich, in dem der Bund langfristig keine Rolle mehr für Gas sieht. Die Gaspreise in der Stadt Wetzikon gehören derzeit kantonal als auch schweizweit zu den tiefsten Preisen.

Junges flächendeckendes Netz für Raumwärme und Warmwasser

Handlungsoptionen: Es besteht eine breite Palette an möglichen Optionen zum Umgang mit dem Gasnetz mit einem Zeithorizont von rund 30 Jahren:

Sieben Optionen von Ausbau zu Stilllegung

- Netz aufrechterhalten
- Netz aufrechterhalten und langfristig mit erneuerbarem Gas betreiben
- Netz ausbauen
- Netz rasch vollständig stilllegen
- Netz nach Abschreibung stilllegen
- Netz mittelfristig stilllegen
- Netz differenziert transformieren

Bewertung vor dem Hintergrund von Rahmenszenarien: Für die Bewertung wurden die Optionen vier verschiedenen externen Rahmenszenarien gegenübergestellt:

Externe Szenarien zu Energie-/Klimapolitik und Liberalisierung

- Referenzszenario: heutige Rahmenbedingungen
- ambitionierte Energie- und Klimapolitik (ohne stärkere Liberalisierung)
- stärkere Liberalisierung des Gasmarktes (ohne ambitionierte Klimapolitik)
- kombiniertes Szenario mit einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik sowie einer stärkeren Liberalisierung.

Dabei wurde geprüft, ob die Option innerhalb des Szenarios überhaupt möglich ist und ob die Option für das jeweilige Szenario geeignet erscheint,

Eignung aus Sicht Betriebswirtschaft und Klimaschutz

vor allem aus den Blickwinkeln Betriebswirtschaft und Klimaschutz (✓ geeignet, (✓) bedingt geeignet, (x) eher ungeeignet, x ungeeignet). Die Bewertung sagt nichts darüber aus, ob eine ambitionierte Klimapolitik oder die stärkere Liberalisierung erwünscht ist oder nicht, sondern lediglich, ob sich die Option eignet, falls dieses Szenario eintreffen sollte.

	Referenz-szenario	Stärkere Libe- ralisierung	Energie- /Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«vollständiger Erhalt»	(✓)	(✓)	x	x
«vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»	x	x	(x)	(x)
«Ausbau»	x	x	x	x
«rasche Stilllegung»	x	x	(x)	(x)
«mittelfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(✓)	(✓)
«langfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(x)	(x)
«differenzierte Transforma- tion»	✓	✓	(✓)	(✓)

Differenzierte
Transformation in
allen Szenarien
geeignet

Übersicht, inwieweit die strategischen Optionen mit den externen Rahmenszenarien konsistent sind

Die Analyse zeigt auf, dass im Referenzszenario oft ein Interessenskonflikt zwischen der Sicht Klimaschutz und der Sicht Betriebswirtschaft besteht, der politisch entschieden werden muss. Im Szenario der stärkeren Energie- und Klimapolitik hingegen besteht der Konflikt weniger, da die Einschränkung von fossilen Energien dazu führt, dass die Weiterführung des Netzes auch betriebswirtschaftlich in Frage gestellt wird.

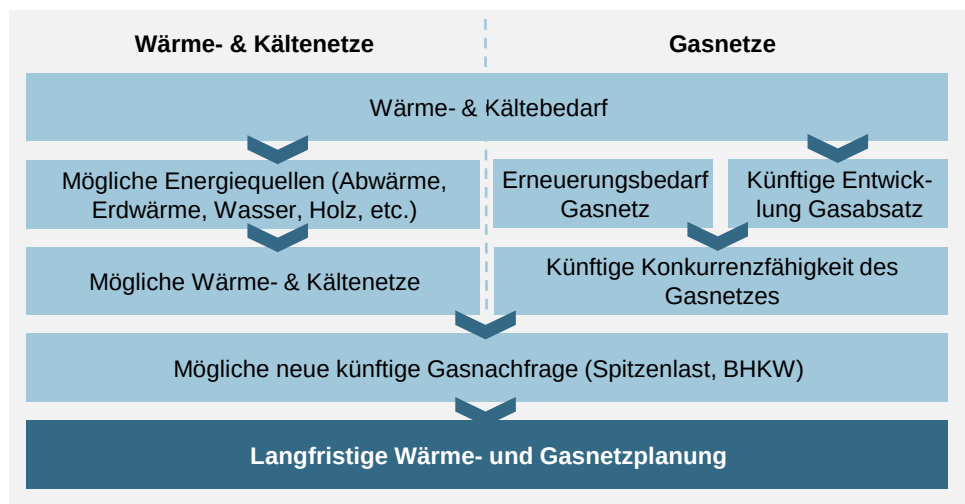
Interessenskonflikt
Betriebswirtschaft
und Klimaschutz je
nach Szenario
verschieden aus-
geprägt.

Beantwortung der Frage: Welche Potenziale bestehen für erneuerbare Gase in Wetzikon? Das theoretische Potenzial der Produktion von erneuerbarem Gas (Biogas und synthetisches Gas) in Wetzikon bei einem extremen Ausbau der Photovoltaik bis ins Jahr 2050 liegt ohne bei rund 30 GWh pro Jahr (ca. 23% des heutigen Gasverbrauches), wenn man davon ausgeht, dass Wetzikon als Strominsel betrachtet wird und auch 2050 kaum Batterien eingesetzt werden. Geht man realistischerweise davon aus, dass kurzfristig Strom mit Batterien (Elektroautos, Solarbatterien, Quartierbatterien) gespeichert wird, sinkt dieses Potenzial auf 12 GWh (9%) bei einer Speicherung bis zu einem Tag und 7 GWh (5% des heutigen Verbrauchs) bei einer Speicherung über eine Woche.

Potenzial zwischen
5 und 23% des
heutigen Ver-
brauchs

Beantwortung der Frage: Wie kann eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden? Und welche Rolle können Blockheizkraftwerke und Spitzenlastabdeckungen dabei spielen? Die Wetziker Bevölkerung hat sich Ende 2020 in einer Volksabstimmung sehr klar dafür ausgesprochen, dass die Wärme- und Kälteversorgung der Stadt möglichst auf der Fernwärme der KEZO, der ARA und weiteren erneuerbaren Energiequellen basieren soll. Die Transformation des Gasnetzes ist Hand in Hand mit der Planung der Wärme- und Kältenetze zu planen. Die Abbildung unten zeigt Elemente eines solchen Vorgehens.

Langfristige Pla-
nung Hand in Hand
mit Transformation
der Wärme- und
Kälteversorgung



Elemente zur Erarbeitung einer langfristigen Wärme- und Gasnetzplanung

Beantwortung der Frage: Wie können gestrandete Investitionen vermieden oder vermindert werden? Durch die oben skizzierte langfristige Planung werden frühzeitig Netzgebiete ermittelt, welche langfristig nicht mehr konkurrenzfähig sind. Entsprechend können Ersatzinvestitionen nicht getätigt und Gebiete rechtzeitig stillgelegt werden. Auch führt die langfristige Planung dazu, dass Eigentümerschaften früh genug über künftige Stilllegungen informiert werden können und ihrerseits keine gestrandeten Investitionen mehr tätigen. Zusätzliche Hinweise, welche Handlungsoptionen den Stadtwerken bei frühzeitigen Stilllegungen bezüglich Abschreibungen und Tarifierung offen stehen, sind in Kapitel 5.3 zusammengefasst.

Langfristige Planung ermöglicht Vermeidung von gestrandeten Investitionen

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
1.1	Anlass und Ziel	7
1.2	Ausgangslage Gasversorgung der Stadt Wetzikon	7
1.3	Heutige Grundsätze für die Weiterentwicklung	14
2.	Rahmenszenarien	15
2.1	Referenzszenario: heutige Rahmenbedingungen	16
2.2	Szenario Ambitionierte Energie- und Klimapolitik	18
2.3	Szenario stärkere Liberalisierung des Gasmarktes	21
2.4	Kombiniertes Szenario Klimapolitik / stärkere Liberalisierung	22
3.	Grundsätze der Gasversorgung	23
4.	Langfristige strategische Optionen (Blick 2050)	23
4.1	«vollständiger Erhalt»	25
4.2	«vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»	26
4.3	«Ausbau»	29
4.4	«rasche Stilllegung»	29
4.5	«mittelfristige Stilllegung»	31
4.6	«langfristige Stilllegung»	33
4.7	«differenzierte Transformation»	34
4.8	Übersicht der Bewertung	36
5.	Beantwortung konkreter Fragen	37
5.1	Potenzial erneuerbare Gase	37
5.2	Transformationsplanung	41
5.3	Gestrandete Investitionen	42

1. Einleitung

1.1 Anlass und Ziel

Ende 2019 reichten 10 städtische Parlamentsmitglieder eine Motion ein mit dem Ziel, den weiteren Ausbau des Gasnetzes zu untersagen. Die Energiekommission kam in ihren Diskussionen zum Schluss, dass die Fragen zur Zukunft der Wetziker Gasversorgung sehr wichtig sind, lehnte die Motion jedoch als zu wenig umfassend ab. Sie schlug vor, die Motion in ein Postulat umzuwandeln, um aufzuzeigen

Postulat zur Gasversorgung

- wie eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden kann;
- welche Rolle Blockheizkraftwerke und Spitzenlastabdeckungen dabei spielen können;
- welche Potenziale für erneuerbare Gase in Wetzikon bestehen; und
- wie gestrandete Investitionen vermieden oder vermindert werden können.

1.2 Ausgangslage Gasversorgung der Stadt Wetzikon

Gasnetz

Die Stadt Wetzikon verfügt über ein flächendeckend ausgebautes Gasnetz. So wird die Mehrheit aller Gebäude heute mit Erdgas beheizt (61% des Wärmebedarfs)¹. Der jährliche Absatz beläuft sich auf ca. 130 GWh. Das Netz wurde auch in Gebieten ausgebaut, welche eine geringe Wärmebezugsdichte ausweisen und sich daher im Grundsatz nicht für leitungsgebundene Energieträger eignen.

Flächendeckendes, Verteilnetz

¹ Energiecontrollingbericht 2019.

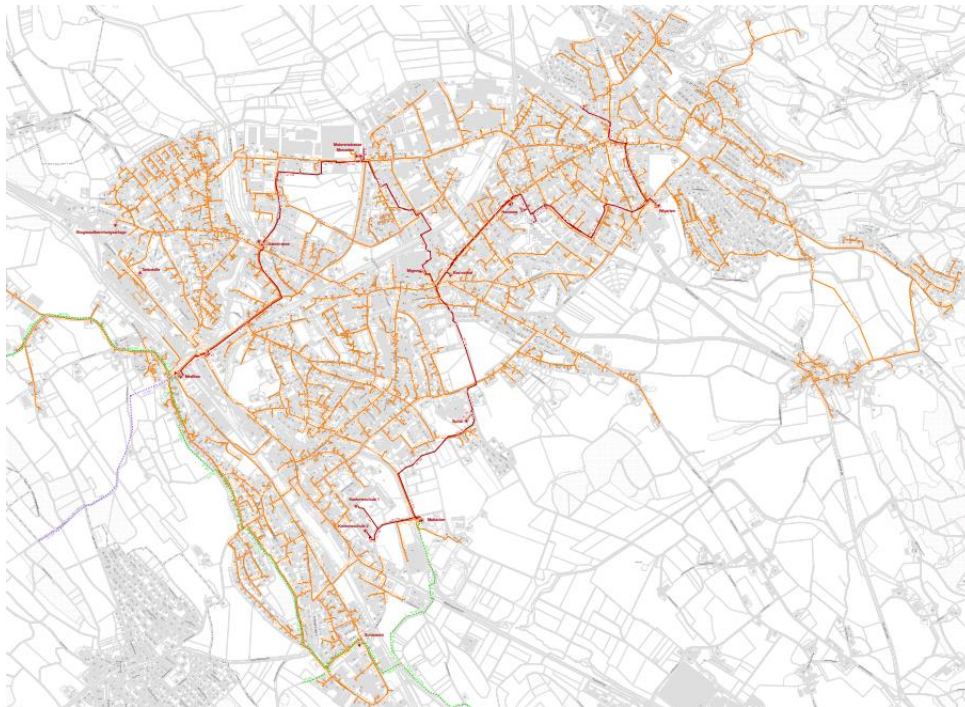


Abbildung 1: Heutige Ausdehnung des Gasverteilnetzes (grün, lila und rot: Ferngasleitungen, orange: Verteilnetz)

Das Verteilnetz von Wetzikon ist regional an das Transportnetz der Erdgas Ostschweiz angebunden (siehe Abbildung 2). Das Netz in Wetzikon dient der Gasversorgung in der Stadt Wetzikon sowie der anliegenden Gemeinde Seegräben. Weitere Durchleitungen an andere Gemeinden bestehen nicht.

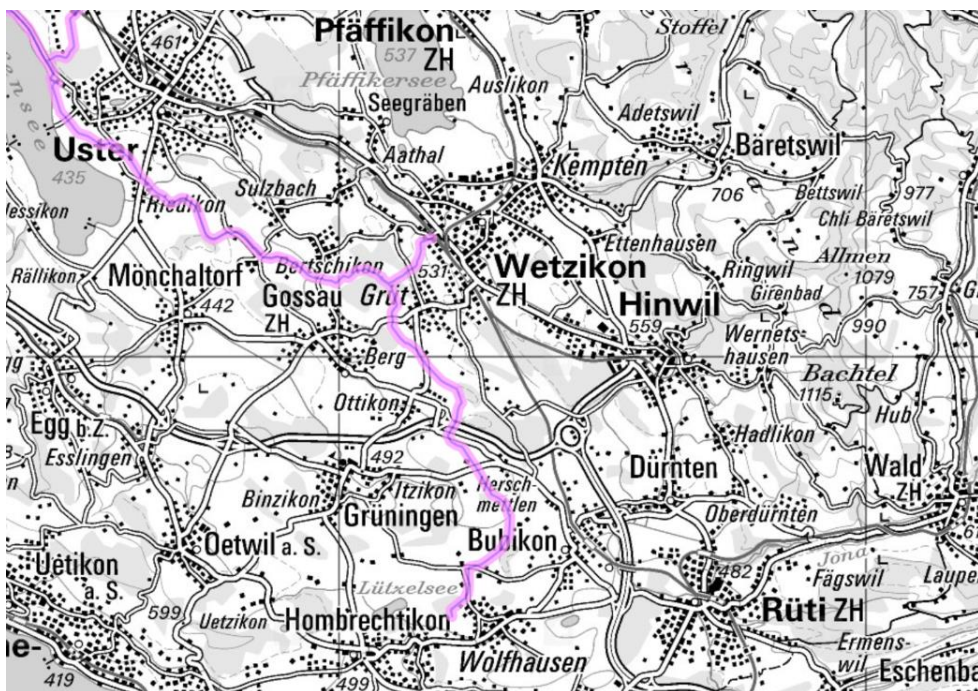


Abbildung 2: Regionales Transportnetz Gas der Erdgas Ostschweiz (Quelle: map.geo.admin.ch)

Das Verteilnetz ist noch relativ jung, 45% der Leitungslänge wurde in den letzten 20 Jahren zugebaut (siehe Abbildung 3). Entsprechend ist ein grosser Teil der Leitungen tariflich noch nicht abgeschrieben (nach den von der Branche vorgegebenen Abschreibungsdauer von 50 Jahren für das Netz). Der Anschaffungswert der Leitungen beläuft sich auf rund 22 Mio. Fr., der heutige Restwert (2020) auf 10 Mio. Fr.

Relevanter Zubau
in den letzten 20
Jahren

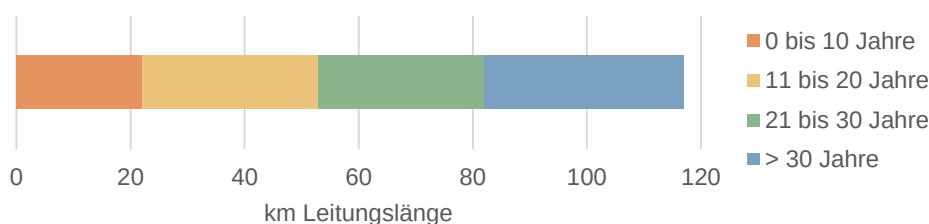


Abbildung 3: Durchschnittliches Alter des Wetziker Gasverteilnetzes

Der Restwert der gesamten je angeschafften Gas-Infrastruktur beläuft sich derzeit auf knapp 14 Mio. Franken. Den Grossteil davon macht das Verteilnetz mit 57% und die Hausanschlüsse mit 35% aus. Abbildung 4 zeigt, wie sich der Restwert der heute vorhandenen Infrastruktur über die Zeit reduziert, wenn die empfohlenen Abschreibungsdauern (50 Jahre für Leitungen, 15 Jahre für Messapparate) eingesetzt werden. Im Jahr 2030 beträgt der Restwert noch 64% des heutigen Werts (8.7 Mio. Fr.), im Jahr 2040 35% (4.8 Mio. Fr.) und im Jahr 2050 noch 15% (2 Mio. Fr.). Dabei ist zu beachten, dass das Hochdrucknetz, das Verteilnetz und die Messapparate im Eigentum der Stadtwerke sind, die Hausanschlussleitungen gehören den Eigentümern und Eigentümerinnen der entsprechenden Liegenschaften.

Restwert von 14
Mio. Fr. heute, 2
Mio. Fr. 2050

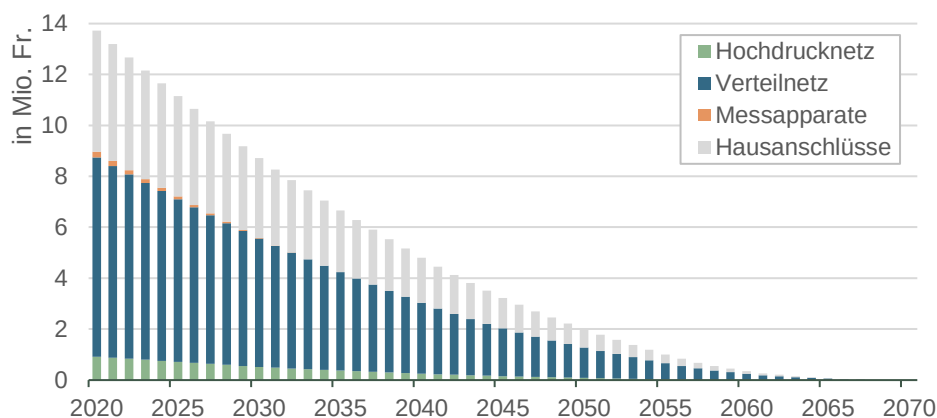


Abbildung 4: Restwert der Gas-Infrastruktur der Stadt Wetzikon (Annahme: lineare Abschreibung über 50 Jahre für die Leitungen und 15 Jahre für die Apparate) (Quelle: Finanzabteilung Stadt Wetzikon)

Blickt man auf die letzten 15 Jahre, lag der Anschaffungswert neuer Infrastrukturen in dieser Zeitspanne insgesamt bei rund 10 Mio. Fr., durchschnittlich knapp 700'000 Fr. pro Jahr. Die Entwicklung ist in Abbildung 5

dargestellt. Die Verteilnetze machen mit 52% des Wertes den grössten Anteil aus, gefolgt von Hausanschlüssen mit 37%.

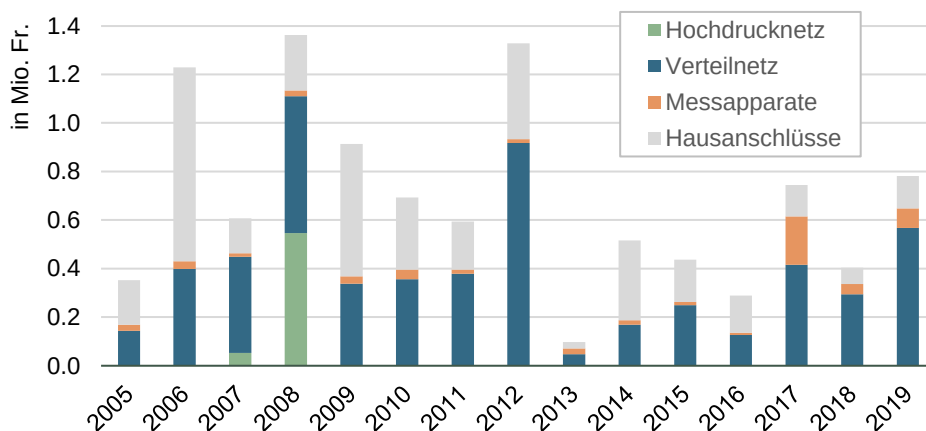


Abbildung 5: Anschaffungswert der Gas Infrastrukturen der Stadt Wetzikon (Quelle: Finanzbuchhaltung)

Gasheizungen

Ende 2019 gab es in der Stadt Wetzikon rund 1'800 Gasheizungen mit einer Feuerungsleistung von insgesamt rund 86'000 kW. Fast 80% der Heizungen sind kleiner als 50 kW. Umgekehrt machen die Heizungen mit über 100 kW Leistung rund 50% der gesamten Feuerungsleistung aus (Abbildung 6).

Rund 1'800 Gasheizungen in Wetzikon

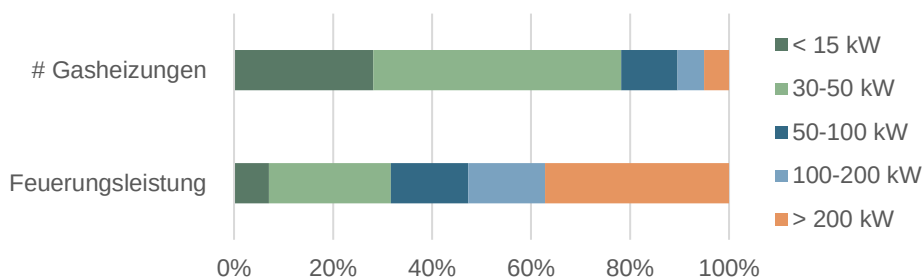


Abbildung 6: Gasheizungen und ihre Feuerungsleistung nach Grösse (Total: 1'800 Heizungen mit insgesamt rund 86 MW Feuerungsleistung). Quelle: Feuerungskontrolle Stand 2019

Die Gasheizungen der Stadt Wetzikon sind durchschnittlich seit 12 Jahren in Betrieb. Die Heizungen mit Leistungen über 100 kW sind älter, im Durchschnitt rund 16 Jahre. Abbildung 7 zeigt, wann Wetziker Gasheizungen zum Ersatz fällig werden, wenn dafür eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen² wird. Die Auswertung zeigt, dass rund 270 Heizungen mit einer gesamten Leistung von rund 22 MW theoretisch vor dem Jahr 2020 zum Ersatz fällig gewesen wären und damit älter sind als 20 Jahre (zum Teil beträchtlich). Dies ergibt eine Chance für den Bau von Wärmenetzen.

Lange Lebensdauern der Heizungen mit hoher Leistung

² Paritätische Lebensdauer Tabelle von HEV und MV sowie LCC Handbuch Instandhaltung und Instandsetzung von Bauwerken (CRB 2012)

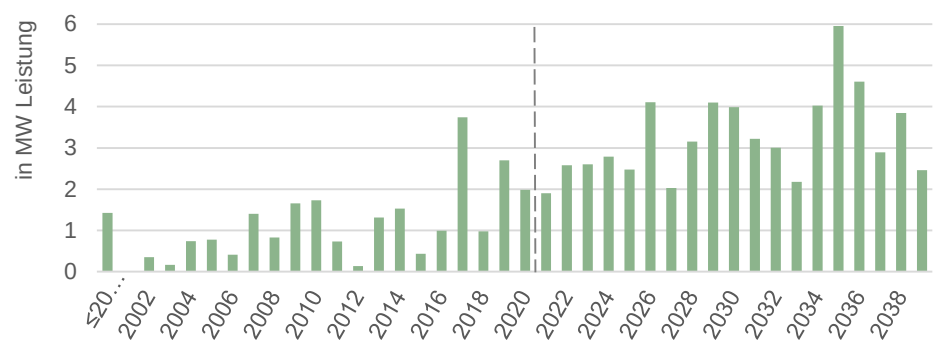


Abbildung 7: Jahr, in dem die Wetziker Gasheizungen theoretisch zum Ersatz fällig würden, wenn man eine Lebensdauer von 20 Jahren annimmt.

Der Restwert aller heute installierten Gasheizungen der Stadt Wetzikon beträgt knapp 24 Mio. Fr. und reduziert sich bis ins Jahr 2030 auf rund 7 Mio. Fr. (Abbildung 8). Das hohe Alter der Heizungen führt dazu, dass bis 2030 bereits 60% der installierten Leistung abgeschrieben ist (Annahme Abschreibungsdauer von 20 Jahren).

Restwert von 7 Mio. Fr. bis 2030

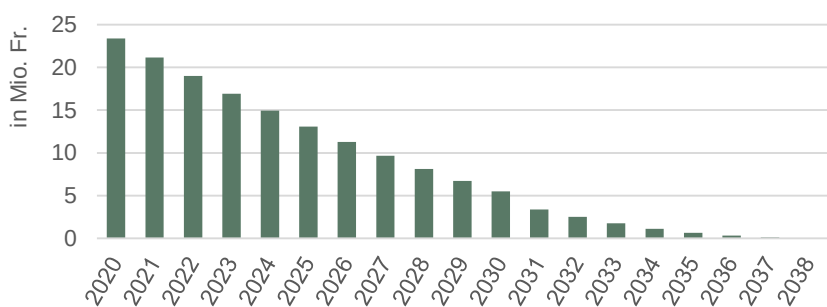


Abbildung 8: Restwert der heute installierten Gasheizungen der Stadt Wetzikon (Annahme: lineare Abschreibung über 20 Jahre Jahre)

Verwendungszwecke

Langfristig unbestritten ist der Einsatz von erneuerbarem Gas für Prozesswärme, Verkehr, Spitzenlast und Wärme-Kraft-Kopplung (siehe dazu Box weiter unten). So stellt sich für Wetzikon die Frage, für welche Verwendungszwecke Gas heute eingesetzt wird. Eine erste Übersicht der aktuellen und künftig geplanten Verwendungszwecke ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Einsatz in Wetzikon heute fast ausschliesslich für Raumwärme und Warmwasser

Verwendungszweck	Situation Wetzikon
Raumwärme und Warmwasser	flächendeckend
Raumwärme und Warmwasser in Gebieten mit schwieriger Ausgangslage für den Einsatz von lokal verfügbaren erneuerbaren Energien	eher keine, im Detail noch zu verifizieren
Spitzenlastdeckung/Redundanz Wärmenetz	derzeit keine, Wärmeverbunde jedoch geplant mit Fokus auf Nutzung der Abwärme der KEZO und der ARA

	(siehe Box auf Seite 10)
Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	derzeit keine, Wärmeverbunde jedoch gemäss kommunaler Volksabstimmung geplant (vor allem Fernwärme der KEZO und der ARA)
Hochtemperatur-Prozesswärme	derzeit keine Kunden
Schwerverkehr / Langstreckenverkehr	Keine lokalen Logistikunternehmen, keine Autobahn / Transportachse

Tabelle 1: Übersicht der aktuellen und künftig geplanten Verwendungszwecke von Gas in Wetzikon

Die Auswertung zeigt, dass Gas heute vor allem dort eingesetzt wird, wo es langfristig keinen Einsatz mehr finden soll, nämlich für Raumwärme und Warmwasser. Im Detail noch offen ist, inwieweit es künftige Verwendungszwecke gibt, zur Spitzendeckung/Redundanz von Wärmenetzen, zur Wärme-Kraft-Kopplung und allenfalls für die Raumwärme in einzelnen Gebieten mit schwieriger Ausgangslage.

Künftiger Einsatz für Spitzendeckung von Wärmenetzen?

Box: Rolle von Gas in der künftigen Energieversorgung

Verschiedene Akteure des Schweizer Energiesystems haben sich in den letzten Jahren mit Rolle von Gas in der künftigen Energieversorgung der Schweiz beschäftigt. So hat beispielsweise das Bundesamt für Energie ein entsprechendes Positionspapier veröffentlicht. Das Amt kommt darin zum Schluss, dass Erdgas und erneuerbare Gase künftig möglichst effizient und zweckmässig eingesetzt werden sollen, nämlich dort, wo es mit Blick auf die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz volkswirtschaftlich am sinnvollsten ist und den höchstmöglichen Wirkungsgrad erzielt. Ihre Schlussfolgerung ist, dass in den nächsten fünf bis zehn Jahren der Einsatz von Erdgas mit Biogas im Gebäudebereich noch sinnvoll ist. Mittel- bis langfristig sollten Gase jedoch für die Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme in Industrie und Gewerbe, im Schwer- und Langstreckenverkehr, für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen und in effizienten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen eingesetzt werden.

Ein zweijähriges Dialogprojekt zur Zukunft der Gas-Verteilnetze mit Vertretern von Gemeinden, Gasversorgern, Verbänden, Kantonen, der Wissenschaft und dem Bund kommt zu ähnlichen Schlüssen. Erneuerbare Gase sind nur begrenzt verfügbar und als speicherbarer Brenn-/Treibstoff daher besonders wertvoll. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen sie künftig für diejenigen Anwendungen eingesetzt werden, in denen wenige Alternativen bestehen, so zum Beispiel Spitzendeckung von Wärmenetzen, Schwerverkehr, Prozesswärme in der Industrie, oder auch Anlagen zur Wärme-Kraft-Kopplung. Der langfristige Einsatz für Raumwärme ist nur in Ausnahmefällen sinnvoll, in Gebieten mit schwieriger Ausgangslage für den Einsatz von lokal verfügbaren erneuerbaren Energien (beispielsweise eng gebaute Altstädte mit Denkmalschutz- und Umweltvorschriften).

Einsatz von erneuerbaren Gasen langfristig für Prozesswärme, Verkehr, Spitzenlast und WKK

Gasqualität

Im Jahr 2017 begannen die Stadtwerke, im Standardgasmix einen Anteil Biogas vorzusehen. Dieser begann bei 5% und liegt seit Januar 2020 bei 30%. Die Kundschaft kann den Anteil nach oben und unten verändern und spezifisch auch lokal produziertes Biogas bestellen. Ein grosser Teil der Kundschaft nimmt keine Änderung am Standardmix vor. Im Jahr 2019 lag der Anteil Biogas im Standardmix bei 5%, am Gesamtabsatz lag der Anteil Biogas schliesslich bei gut 6%, also etwas höher als der Standardmix. Im

2020 knapp 30% Biogas

Jahr 2020 lag der Standardmix bei 30%, die Stadtwerke gehen bis Ende Jahr von einem Anteil am Gesamtabatz von rund 29% aus.

Die Produktion der Anlage umfasste im Jahr 2019 rund 2.4 GWh bei einer theoretischen Maximalproduktion der Anlage von 2.5 GWh. Das Biogas stammte 2019 zu 32% aus der eigenen Anlage. Mit dem stark gesteigerten Anteil von Biogas am Standardmix lag der Anteil 2020 noch bei rund 6% aus der eigenen Biogasanlage. Der übrige Anteil des abgesetzten Biogases stammt aus der europäischen Union über den Zukauf von entsprechenden Zertifikaten.

Biogas grösstenteils aus der EU

Preisniveau

Die Gaspreise in der Stadt Wetzikon gehören derzeit kantonal als auch schweizweit zu den tiefsten Preisen (siehe Abbildung 9). Dies gilt insbesondere für die Verbrauchertypen mit wenig Verbrauch (Einfamilienhäuser, kleine Mehrfamilienhäuser).

im Vergleich sehr tiefe Gaspreise in Wetzikon

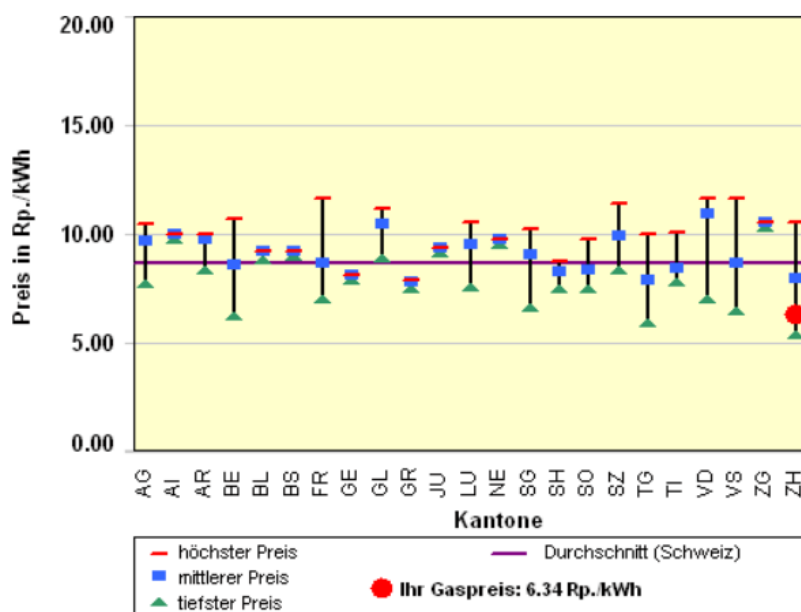


Abbildung 9: Vergleich des Gaspreises für ein Einfamilienhaus (Verbrauchertyp II) in Wetzikon (roter Punkt) mit den Preisen anderer Versorger in der Schweiz. (Quelle: gaspreise.preisueberwacher.ch)

Konzessionsabgabe

Derzeit gibt es in Wetzikon keine Gewinnabgabe für die Gasversorgung. Es besteht eine Konzessionsabgabe auf Gas und Strom. Diese beträgt pro Messpunkt je 2.90 Fr. (exkl. MWSt.). Die jährlichen Erträge aus dieser Abgabe belaufen sich auf rund eine halbe Million Franken pro Jahr. Die Konzessionsabgabe ist nicht zweckgebunden. Die Stadt betreibt jedoch in etwa gleichem Umfang ein Förderprogramm für Energieeffizienz und erneuerbaren Energien.

Konzessionsabgabe

Box: Politischer Hintergrund Wärmeversorgung Wetzikon

Am 29. November 2020 wurde eine Vorlage zur Wärmeversorgung der Stadt Wetzikon von der Stimmbevölkerung mit einem Ja-Anteil von rund 85% angenommen.

Ziel der Vorlage ist die Umwandlung der Wärmeversorgung zu einer nachhaltigen und CO₂-armen Wärme- und Kälteversorgung. Die Stadt orientiert sich an den übergeordneten energie- und klimapolitischen Zielen des Bundes. Dazu ist nun neu der Stadtrat neben der Ver- und Entsorgung mit Wasser, Abwasser, Energie und Abfall auch für die Versorgung mit Wärme und Kälte verantwortlich. Er setzt sich für eine Wärme- und Kälteversorgung ein, welche möglichst auf Fernwärme der Kehrriichtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) basiert und weitere erneuerbare und alternative Energiequellen berücksichtigt. Damit sollen Wärmeverbunde eine wichtige Rolle in der künftigen Wärmeversorgung spielen.

Dazu erarbeitet der Stadtrat Varianten für einen Umsetzungsvorschlag und legt diese spätestens November 2023 dem Parlament vor.

Ziel der Stadt ist eine CO₂-arme Versorgung mit Wärmeverbunden

1.3 Heutige Grundsätze für die Weiterentwicklung

In den Jahren 2017 und 2018 wurde der Energieplan der Stadt Wetzikon überarbeitet. In dem von Energiekommission und Baudirektion verabschiedeten Plan finden sich diverse Grundsätze, welche heute für die Weiterentwicklung des Gasnetzes gelten:

Grundsätze des Energieplans

- **Erschliessung von neuen Strassenzügen:** Diese ist gemäss Energieplan nur dann zulässig, *«wenn die Versorgung ausschliesslich mit erneuerbarem Gas erfolgt, erneuerbare Gase an den erneuerbaren Anteil der energetischen Gebäudevorschriften gemäss § 10a des kantonalen Energiegesetzes anerkannt würden und die Erschliessung wirtschaftlich ist.»* Mit dieser sehr hohen Hürde werden heute keine neuen Strassenzüge mehr erschlossen.
- **Neue Gasanschlüsse:** Diese *«werden nur realisiert, wenn zugleich ein Anteil erneuerbarer Energie genutzt wird (z.B. Solarthermie).»* Da heute im Standardgasmix 30% Biogas eingesetzt wird, werden in bestehenden Netzgebiete heute neue Gasanschlüsse gelegt. Wer heute in Wetzikon bei den Stadtwerken für die Installation einer Gasheizung anfragt, erhält eine Offerte und wird darin aufgefordert, zuerst eine Energieberatung der Stadt in Anspruch zu nehmen. Die Teilnahme an dieser kostenlosen Beratung ist Voraussetzung für eine Installation. Zudem dürfen neue Gaskunden den Anteil Biogas für ihren Bezug nicht reduzieren.
- **Verkauf erneuerbare Gase:** Die Stadtwerke setzen sich gemäss Energieplan dafür ein, *«dass neue Gaskundschaften erneuerbare Gase (Biogas/ synthetisches Gas) beziehen»* und prüfen dazu *«ob der Anteil erneuerbarer Gase zur Erfüllung der kommunalen Ziele mit den Grundeigentümern vertraglich gesichert werden kann.»* Über den Standardmix werden heute alle Gaskunden und -kundinnen zum Bezug von erneuerbaren Gasen animiert. Der Bezug wird nicht vertraglich gesichert. Wie oben beschrieben, bleibt der grösste Anteil der Kundschaft bisher beim vorgeschlagenen Standardmix.

keine neuen Erschliessungen von Strassenzügen

Biogas als Basis für neue Anschlüsse

Biogas als Standardprodukt

Bei stadteigenen Gebäuden und beim Erlass neuer oder der Revision bestehender Gestaltungspläne gilt:

Stadteigene Gebäude und Gestaltungspläne

- Bei Neuüberbauungen und Umstrukturierung bereits überbauter Areale dürfen höchstens 30% des zulässigen Wärmebedarfs für die Wärme- und Warmwassererzeugung mit fossilen Energien erzeugt werden.
- Bei umfassenden wärmetechnischen Sanierungen bereits überbauter Areale dürfen höchstens 50% des zulässigen Wärmebedarfs für die Wärme- und Warmwassererzeugung mit fossilen Energien erzeugt werden.
- Der Heizwärmebedarf darf maximal 90% des jeweils maximal zulässigen Grenzwertes gemäss den kantonalen Wärmedämmvorschriften betragen.

2. Rahmenszenarien

Die Gasversorgung ist sehr stark von politischen Rahmenbedingungen abhängig. Dazu gehören die Energie- und Klimapolitik, die immer stärkere Instrumente einsetzt, um fossile Energien durch erneuerbare Energien (z.B. Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom, Holz, Biogas, erneuerbares synthetisches Gas etc.) zu ersetzen. Zu diesen Rahmenbedingungen gehört auch die Wettbewerbspolitik, die derzeit eine Teilöffnung des Gasmarktes vorsieht. Die künftige Entwicklung ist unklar, kann aber von der Stadt Wetzikon kaum beeinflusst werden. Daher werden in diesem Bericht so genannte Rahmenszenarien entwickelt, anhand derer die weiter unten dargestellten strategischen Optionen auf ihre Eignung überprüft werden können.

Rahmenszenarien als Unterstützung der Analyse

Der Fokus bei der Erarbeitung der Rahmenszenarien sind Rahmenbedingungen, welche die Gasversorgung stark beeinflussen können, (noch) nicht abschliessend beschlossen sind und welche die Stadt nicht oder kaum beeinflussen kann. Mit diesem Fokus wurden folgende Rahmenszenarien definiert:

Rahmenszenarien für wichtige Faktoren, die kaum beeinflussbar sind

- Referenzszenario: heutige Rahmenbedingungen
- ambitionierte Energie- und Klimapolitik (ohne stärkere Liberalisierung)
- stärkere Liberalisierung des Gasmarktes (ohne ambitionierte Klimapolitik)
- kombiniertes Szenario mit einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik sowie einer stärkeren Liberalisierung.

Sowohl eine ambitioniertere Energie/Klimapolitik als auch eine stärkere Liberalisierung bilden starke aktuelle Trends ab. Dabei geht bei der Bildung der Szenarien explizit nicht darum, ob man das eine oder andere Szenario befürwortet oder nicht. Die Szenarien dienen dazu, sich als Gedankenexperiment die möglichen Auswirkungen zu überlegen, um mit einer Gesamtsicht besser entscheiden zu können. Die Szenarien werden nachfolgend

Szenarien gehen nicht darum, ob man dafür oder dagegen ist

beschrieben und in Kapitel 5 den strategischen Optionen gegenübergestellt.

2.1 Referenzszenario: heutige Rahmenbedingungen

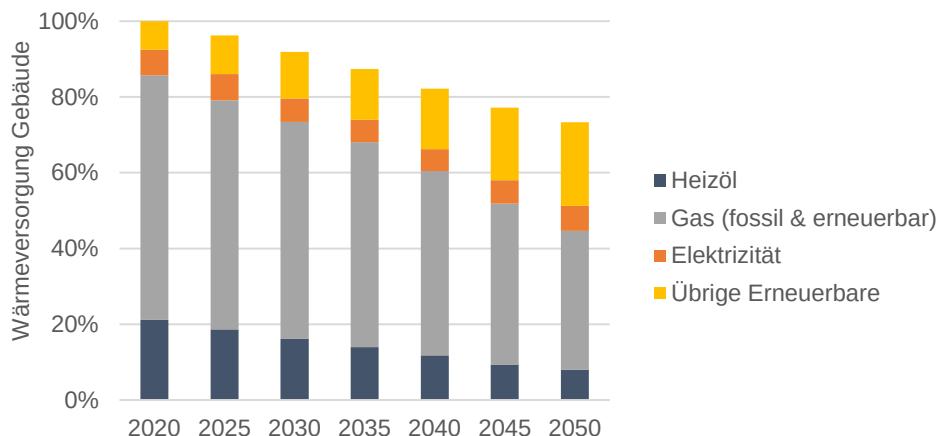
Das Referenzszenario stellt die heutigen Rahmenbedingungen in der Energie-, Klima und Wettbewerbspolitik dar. Als Referenz wird angenommen, dass diese sich künftig nicht verändern werden. Konkret bedeutet dies in der Energie- und Klimapolitik unter anderem:

Weiterführung von Instrumenten wie CO₂-Abgabe, Förderung und kantonale Gebäudevorschriften

- eine Fortführung der CO₂-Abgabe von 96 Fr./t CO₂ auf fossile Brennstoffe;
- eine Teilzweckbindung dieser CO₂-Abgabe zur finanziellen Förderung von energetischen Gebäudesanierungen und Heizungen mit erneuerbaren Energien;
- damit einhergehend eine kantonale Förderung von Wärmedämmungen, Wärmepumpen, grossen Holzheizungen und Wärmenetz-Anschlüssen, ergänzt durch eine kommunale Förderung von Wärmedämmungen, Wärmepumpen und Solaranlagen (Strom/Wärme);
- eine nationale CO₂-Kompensationspflicht der Treibstoffimporteure und damit einhergehend die Ausrichtung von Beiträgen an beispielsweise Wärmepumpen und Wärmenetzen;
- diverse nationale Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Bereich Industrie (Befreiung von der CO₂-Abgabe durch Zielvereinbarungen, Teilnahme am Emissionshandelssystem, etc.)
- kantonale Vorschriften im Gebäudebereich, die im Neubau einen Anteil erneuerbare Energien vorsehen; sowie die
- Sensibilisierung und Beratung von diversen Akteuren für Energieeffizienz und erneuerbare Energien.

Eine Modellierung dieses Referenzszenarios zeigt, dass die bestehenden Massnahmen zu einer Steigerung der Energieeffizienz sowie langfristig zu einer Abnahme des Absatzes von Gas als Energieträger führen (siehe Abbildung 10).

Rückgang der Gasnachfrage



Langfristiger Rückgang des Absatzes an Gas

Abbildung 10: Beispielhafte Entwicklung der Zusammensetzung der Energieträger der Wärmeversorgung im Referenzszenario. (Quelle: Wärmemodell EBP, angewendet für eine Stadt mit ähnlicher Grösse und Struktur der Wärmeversorgung wie Wetzikon)

Wettbewerbspolitik: Zu welchem Grad die Gasversorgung derzeit liberalisiert ist, ist nicht ganz einfach zu beschreiben. Gesetzliche Grundlage für die Gasversorgung ist bisher nur das Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe vom 4. Oktober 1963. Dieses Gesetz hält fest, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, vertraglich Transporte für Dritte zu übernehmen, wenn dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind.

Wettbewerbspolitik: Gesetzliche Grundlage sieht Transportpflicht vor

De facto verfügten die Netzbetreiber über Jahrzehnte über eine Monopolstellung in den Bereichen Netz und Gasverkauf. Vor rund zehn Jahren versuchten erste Industriekunden, auf Grundlage des Rohrleitungsgesetzes eine ausländische Belieferung mit Erdgas durchzusetzen. Als Folge vereinbarte im Jahr 2012 die Gasbranche mit Verbänden der Industrie («Verbändevereinbarung»), unter welchen Bedingungen die Gasbranche den Netzzugang gewährt, nämlich sehr hohe Transportkapazitäten von mindestens 150 Normkubikmetern pro Stunde und den primären Einsatz des Gases als Prozessgas.

Liberalisierung für Industriekunden seit 2012

Im Jahr 2018 forderte auch ein kleiner Wärmekunde einen Netzzugang. Als ihm dieser verweigert wurde, reichte er bei der Wettbewerbskommission (WEKO) eine Klage ein. Die WEKO untersuchte den Fall mit der Folge, dass der Versorger seit Sommer 2020 all seinen Kunden Netzzugang gewährt. Damit ist der Markt seither de facto auch für Kleinkunden offen. Da jedoch kein rechtlicher Rahmen für einen liberalisierten Markt besteht (Bilanzierung, Messwesen, etc.), werden sich vermutlich in den nächsten Monaten und Jahren in der Praxis eine Vielzahl unterschiedlicher Lösungen ergeben.

Liberalisierung für Kleinkunden seit 2020

Da bereits zum Zeitpunkt der Verbändevereinbarung unklar war, ob sie mit dem Kartellrecht vereinbar ist, beschloss der Bundesrat, ein neues Gasversorgungsgesetz zu schaffen und damit für die nötige Rechtssicherheit zu sorgen. Er legte im Herbst 2019 eine entsprechende Vorlage zur Vernehmlassung vor. Darin sieht er eine Teilmarktöffnung ab 100 MWh Jah-

Parallele Erarbeitung eines Gasversorgungsgesetzes

resverbrauch vor. Würde das Gesetz in dieser Form in Kraft gesetzt, würde es die durch die WEKO durchgesetzte Liberalisierung wieder rückgängig machen. Die Vorlage wird derzeit noch überarbeitet.

Im Rahmen dieses Berichts angenommen, dass als Referenzszenario der Stand gemäss Verbändevereinbarung gilt, da dies der Stand ist, den die Akteure seit langem kennen. Dies im Wissen, dass er nicht mehr ganz den aktuellen Rahmenbedingungen entspricht und zudem bald durch einen Entscheid des Parlamentes auch nochmals geändert werden könnte.

Bisheriger Stand gilt als Referenzszenario

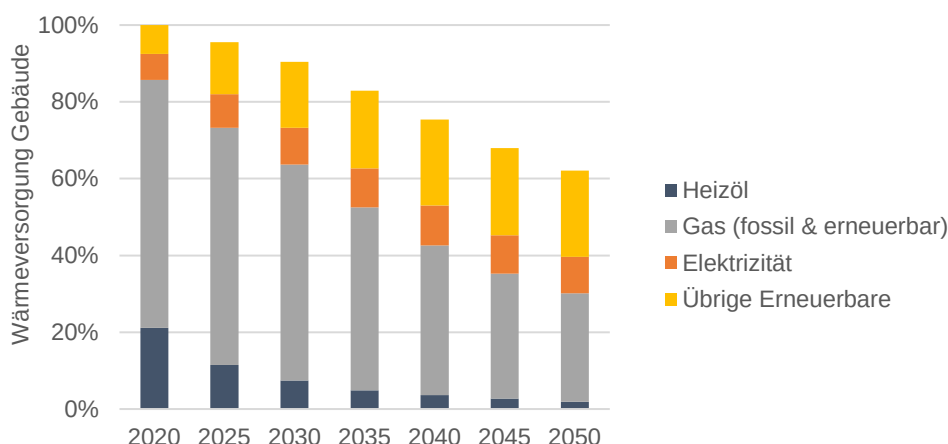
2.2 Szenario Ambitionierte Energie- und Klimapolitik

Weltweit haben 187 von 194 Ländern das Pariser Klimaabkommen unterzeichnet. Es verfolgt das Ziel, die globale Erwärmung auf unter 2°C, wenn möglich auf 1.5°C zu beschränken. Was dieses Temperaturziel für den Ausstoss von Treibhausgasemissionen bedeutet, hat die internationale Forschungsgemeinschaft berechnet: Die weltweiten Emissionen müssen dazu bis 2050 auf netto null gesenkt werden. Die Schweiz hat das Abkommen auch unterzeichnet, der Bundesrat hat für das Jahr 2050 das Ziel von netto null Emissionen beschlossen. Vor diesem Hintergrund werden derzeit auf kantonaler und nationaler Ebene die Instrumente angepasst, um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen.

Anpassung diverser Instrumente, um neues Ziel von netto null Emissionen bis 2050 zu erreichen

Dieses Szenario geht daher davon aus, dass die Klima- und Energiepolitik langfristig ambitionierter ausgestaltet wird. Im Rahmen des vorliegenden Berichtes werden bewusst keine detaillierten politischen Massnahmen beschrieben, da unterschiedliche Massnahmenpakete denkbar sind. Die zentrale Annahme dieses Szenarios ist es, dass im Wärmebereich über zusätzliche Massnahmen der Umstieg von Erdgas und Heizöl auf erneuerbare Energien forciert wird. Zur Illustration, wie solche Massnahmen aussehen könnten, werden in zwei Boxen weiter unten die entsprechenden Gesetzesrevisionen auf kantonaler und nationaler Ebene dargestellt.

Zusätzliche Massnahmen, um Umstieg auf erneuerbare Energien zu forcieren



Langfristig stärkerer Rückgang des Absatzes nach Gas

Abbildung 11: Beispielhafte Entwicklung der Zusammensetzung der Energieträger der Wärmeversorgung in einem Szenario mit ambitionierter Energie- und Klimapolitik. (Quelle: Wärmemodell EBP, angewendet für eine Stadt mit ähnlicher Grösse und Struktur der Wärmeversorgung wie Wetzikon)

Welche Bedeutung eine solche Entwicklung auf das Energiesystem der Schweiz haben kann, zeigen die Energieperspektiven 2050+ des Bundes auf³. Folgende Elemente werden in den Szenarien eingesetzt, um die Treibhausgasemissionen der Schweiz auf netto null zu senken:

Bedeutung solcher Massnahmen auf das Energiesystem

- Umfassende Ausschöpfung der Potenziale zur Energieeffizienz
- Wärme: sehr starker Ausbau von dezentralen Wärmepumpen, starker Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen (Holz, Grosswärmepumpen, Biogas), darunter Ausbau von biogasbetriebenen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen
- Mobilität: starke Zunahme an batterieelektrischen Personenwagen (ca. 3.6 Mio. Fahrzeuge bis 2050, damit einhergehend Ausbau der Batteriekapazität der Schweiz), im Schwerverkehr Elektrifizierung, aber auch Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und flüssigen strombasierte Treibstoffe
- Stromproduktion: sehr starker Ausbau der Photovoltaik auf 34 TWh, dabei leichte Erhöhung des Winteranteils im Vergleich zu heute und langfristig zusätzlich Ausbau von Batteriespeichern, Zubau der Windenergie auf 4 TWh, Ausbau der Wasserkraft um weitere 4 TWh
- Erneuerbare synthetische Energieträger: Einsatz in Bereichen ohne Alternativen, u.a. Schwerverkehr und Flugverkehr, dazu inländische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff über Laufwasserkraftwerke

Die Auswirkungen eines solchen Szenarios sind

Auswirkungen auf das Energiesystem Schweiz

- *Stromverbrauch*: Steigerung des Stromverbrauchs von heute 66 TWh auf rund 84 TWh im 2050 (+27%, inklusive Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicherpumpen).
- *Stromimport*: In Jahren mit geringem Niederschlag ist die Schweiz heute Nettoimporteur von Strom, in Jahren mit viel Niederschlag Nettoexporteur. In den Energieperspektiven ist die Stromversorgung der Schweiz von hohen Anteilen Wasserkraft und Photovoltaik geprägt, was zu hohen Sommeranteilen und tiefe Winteranteilen führt. Speicherkraftwerke und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen können ihre Produktion zum Teil in das Winterhalbjahr verschieben. Im Winterhalbjahr bleibt die Schweiz wie in den vergangenen Jahrzehnten jedoch Nettoimporteur. Daher ist für die Klimabilanz der Schweizer Energieversorgung die Entwicklung der Stromproduktion in der EU von grosser Bedeutung. Eine kürzliche Studie der eingereichten Energiepläne aller Länder zeigt bis 2030 einen Anteil von 59% erneuerbarer Energie im EU Strommix⁴.
- *Auslandabhängigkeit Gesamtenergie*: Trotz höheren Stromimporten starke Verringerung der Auslandsabhängigkeit der gesamten Energieversorgung durch Energieeffizienz, der Abnahme des Verbrauchs fossiler Brenn- und Treibstoffe und starkem Zubau an inländischer Stromproduktion.

³ Bundesamt für Energie (2020): Energieperspektiven 2050+: Kurzbericht

⁴ Ember (November 2020): Vision or Division? What do National Energy and Climate Plans tell us about the EU power sector in 2030?

Box: Revision CO₂-Gesetz

Das nationale CO₂-Gesetz wird aktuell revidiert. Das Parlament hat im September 2020 die Totalrevision zu Ende beraten und die Schlussversion in beiden Kammern mit grossen Mehrheiten angenommen. Für den Wärmebereich wichtige Entscheide sind⁵:

- Ab 2023 dürfen Neubauten durch ihre Heizung grundsätzlich keine CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen verursachen.
- Die CO₂-Abgabe bleibt bestehen und kann neu auf maximal 210 Fr. pro Tonne CO₂ erhöht werden.
- Für Altbauten gelten ab 2023 stetig sinkende CO₂-Grenzwerte für Gebäude. Der Grenzwert gilt in dem Moment, in dem eine Heizung ersetzt wird. Der Grenzwert liegt zu Beginn bei 20 kg CO₂ pro Quadratmeter Energiebezugsfläche und soll in Fünfjahresschritten um jeweils fünf Kilogramm reduziert werden, also bis auf 0 kg im Jahr 2043. Erneuerbare Gase können generell zu maximal 50 Prozent der Zielerreichung eingesetzt werden, im Fall von Effizienzmassnahmen bis zu 100 Prozent.

Ein Komitee aus Erdöl-Verbänden und autonomen Organisationen hat das Referendum ergriffen. Die Volksabstimmung erfolgt im Juni 2021.

Box: Revision Energiegesetz des Kantons Zürich

Das Energiegesetz des Kantons Zürich wird derzeit auch revidiert. Der Regierungsrat hat dem Parlament die Gesetzesrevision im Mai 2020 vorgelegt. Für den Wärmebereich wichtige Bestimmungen sind⁶:

- Der Energiebedarf von Neubauten für Heizungen muss im Grundsatz ohne CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen gedeckt werden.
- Werden in bestehenden Bauten Heizungen ersetzt, müssen ausschliesslich erneuerbare Energien eingesetzt werden, wenn dies technisch möglich ist und die Lebenszykluskosten um höchstens 5% erhöht. Erneuerbare Gase aus dem Inland können zur Erfüllung dieser Anforderung eingesetzt werden und müssen einmalig für die voraussichtliche Lebensdauer der Heizung von 20 Jahre gekauft werden.

Die Vorlage liegt nun beim Kantonsrat. Die Energiekommission beantragt mit 11 zu 4 Stimmen, die Vorlage mit einigen Änderungen anzunehmen. So sollen auch ausländische Zertifikate angerechnet werden können, wenn sie im schweizerischen Treibhausgasinventar angerechnet werden. Zudem soll eine Härtefalllösung ergänzt werden⁷. *[Hier wird im Lauf der Zeit ergänzt, was der Stand ist – Behandlung im Rat vermutlich am 22. Februar abgeschlossen]*

Für die Wettbewerbspolitik geht dieses Szenario von unveränderten Rahmenbedingungen aus.

⁵ Schlussabstimmungstext gemäss Bundesblatt 2020 7847

⁶ Regierungsratsbeschluss Nr. 405/2020: Energiegesetz, Änderung; Planungs- und Baugesetz, Änderung, Antrag an den Kantonsrat.

⁷ Medienmitteilung der Kommission für Energie, Verkehr und Umwelt des Kantonsrats Zürich vom 17. Dezember 2020 «KEVU verabschiedet Teilrevision des Energiegesetzes»

2.3 Szenario stärkere Liberalisierung des Gasmarktes

Der aktuelle Trend geht klar in Richtung einer stärkeren Liberalisierung. Die Wettbewerbskommission hat im Sommer 2020 in der Zentralschweiz den Markt ganz geöffnet (siehe Kapitel 2.1). Im Herbst 2019 hat der Bundesrat in seinem Entwurf für ein neues Gasversorgungsgesetz eine Teilliberalisierung vorgeschlagen. Nach ihm soll der Markt für Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100 MWh geöffnet werden. Das betrifft rund 10% aller Gaskunden in der Schweiz, die zusammen rund 70% des abgesetzten Gases verbrauchen. Als einen der Gründe, den Markt nur teilweise zu liberalisieren, gibt der Bundesrat an, dass die Gemeinden als Besitzerinnen damit die langfristige Transformation der Netze inklusive Stilllegungen besser planen können⁸. Bis zu einer möglichen Inkraftsetzung eines Gasversorgungsgesetzes werden noch mehrere Jahre vergehen (Überarbeitung Vorlage, Beratung im Parlament, allenfalls Referendum).

Vorschlag Teilmärktliberalisierung im Gasversorgungsgesetz

Wie im vorhergehenden Szenario werden auch hier bewusst keine Details festgelegt. Im Rahmen der Vernehmlassung war beispielsweise insbesondere die Grenze von 100 MWh sehr umstritten. Die zentrale Annahme dieses Szenarios ist es, dass der Gasmarkt stärker liberalisiert wird als im Referenzszenario. Dies kann eine Teilliberalisierung oder eine vollständige Liberalisierung bedeuten.

Zentrale Annahme: stärkere Liberalisierung

Mögliche Folgen einer Liberalisierung wurden im Rahmen der Erarbeitung der Gesetzesvorlage analysiert⁹. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Wirkung wurden konkrete Annahmen für die Schweiz aufgrund von Erfahrungen im nahen Ausland getroffen (siehe Tabelle 2). So wurde angenommen, dass nach 10 Jahren Markttöffnung zwischen 25% bis 60% der Kundschaft den Anbieter gewechselt hat und Preisreduktionen vor allem beim Anbieterwechsel gewährt werden. Das Reduktionspotenzial wurde auf zwischen 0.6 und 1 Rp./kWh geschätzt. Die Experten gingen zudem davon aus, dass die Substitutionseffekte eher gering wären. Dies bedeutet, dass nicht viele Eigentümer wegen günstigeren Preisen von Heizöl auf Gas wechseln würden, da hier eher technische und politische Entwicklungen den Entscheid beeinflussen.

Auswirkung der Liberalisierung

	Gasmengen	Kum. Wechselrate 10 Jahre nach Markttöffnung	Preisreduktion bei Wechselkunden	Preisreduktion bei Bestandskunden
Haushalte	10.5 TWh (35%)	25%	1 Rp./kWh	0.1 Rp./kWh
Gewerbe	3.2 TWh (11%)	40%	0.6 Rp./kWh	0.06 Rp./kWh
Mittlere Industrie	6.5 TWh (22%)	60%	0.6 Rp./kWh	0.06 Rp./kWh
Grosse Industrie	9.6 TWh (32%)	(bereits liberalisiert)		

Tabelle 2: Annahmen der Wirkung der Liberalisierung gemäss Bundesamt für Energie

⁸ Gasversorgungsgesetz: Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage vom September 2019

⁹ BFE 2015: Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes.

Für die Energie- und Klimapolitik geht dieses Szenario von unveränderten Rahmenbedingungen aus. Daher wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung der eingesetzten Heizsysteme und Energieträger in etwa derjenigen des Referenzszenarios entspricht (siehe Abbildung 10).

2.4 Kombiniertes Szenario Klimapolitik / stärkere Liberalisierung

Das kombinierte Szenario vereint die beiden oben beschriebenen Szenarien.

3. Grundsätze der Gasversorgung

Als Grundlage für die Weiterentwicklung der Gasversorgung haben die Werk- und Umweltkommissionen folgende Grundsätze einstimmig oder mit grossen Mehrheiten festgehalten:

Fünf Grundsätze

1. Der Absatz an Gas für Wärme wird mittel- und langfristig sinken. Die Wirtschaftlichkeit von Ersatzinvestitionen im Gasgeschäft wird damit langfristig zurückgehen.
2. Teile des Gasnetzes werden mittel- und langfristig nicht mehr kostendeckend betrieben werden können.
3. Langfristig soll die gesamte Wärme erneuerbar erzeugt werden. Lokale Potenziale stehen dabei im Vordergrund, insbesondere die Abwärme der KVA, der ARA und die Nutzung der Umweltwärme mit Wärmepumpen.
4. Erneuerbares Gas leistet einen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Wärme; dafür wird erneuerbares Gas aus dem Inland und dem Ausland eingesetzt. Es soll unter anderem als Übergangslösung bis zum Anschluss an ein Wärmenetz dienen.
5. Konkurrierende Doppelnetze für die Feinverteilung werden nach Möglichkeit vermieden, es wird eine hohe Verdichtung der Netze angestrebt.

4. Langfristige strategische Optionen (Blick 2050)

Die Stadt Wetzikon möchte herausfinden, wie eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden kann. Es bestehen diverse Optionen, wie die bestehende Versorgung weiterentwickelt werden kann. Es werden daher in diesem Kapitel langfristige strategische Optionen aufgezeigt und vor dem Hintergrund der Rahmenszenarien auf ihre Eignung geprüft. Die Palette an möglichen Optionen ist bewusst breit gehalten. Die Optionen beziehen sich auf einen Zeithorizont von rund 30 Jahren bis zum Jahr 2050. Die folgenden langfristigen Optionen werden je in einem Unterkapitel kurz beschrieben:

Bewusst sehr breite Palette an Optionen mit Blick auf 2050

- Netz aufrechterhalten («vollständiger Erhalt»)
- Netz aufrechterhalten und langfristig mit erneuerbarem Gas betreiben («vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»)
- Netz ausbauen («Ausbau»)
- Netz rasch vollständig stilllegen («rasche Stilllegung»)
- Netz nach Abschreibung stilllegen («langfristige Stilllegung»)
- Netz mittelfristig stilllegen («mittelfristige Stilllegung»)
- Netz je nach Rahmenszenario differenziert transformieren («differenzierte Transformation»).

Nach dem Beschrieb werden die Optionen den Rahmenszenarien gegenübergestellt. Es wird geprüft, ob die Option innerhalb des Szenarios überhaupt möglich ist und ob die Option für das jeweilige Szenario geeignet erscheint, vor allem aus den Blickwinkeln Betriebswirtschaft und Klimaschutz (✓ geeignet, (✓) bedingt geeignet, (×) eher ungeeignet, × ungeeignet). Die Bewertung sagt **nichts darüber aus, ob eine ambitionierte Klimapolitik oder die stärkere Liberalisierung erwünscht** ist oder nicht, sondern lediglich, ob sich die Option eignet, falls dieses Szenario eintreffen sollte.

Prüfung der Eignung der Optionen, **keine** Aussage der Erwünschtheit

Eine zusätzliche mögliche Option, nämlich der (Teil-)Verkauf des Netzes, wird nicht vor dem Hintergrund der Szenarien bewertet. Einerseits stellt sich auch im Fall eines Verkaufs die Frage, welche Rolle das Gasnetz in Zukunft spielen soll (siehe Optionen oben und in den nächsten Unterkapiteln). Andererseits bestehen zahlreiche offene Fragen zu dieser Option: Findet sich eine Käuferschaft? Falls ja, zu welchem Preis resp. zu welchen Konditionen?

Option (Teil-)Verkauf nicht im Fokus, weil sie nichts über die künftige Rolle des Netzes aussagt

4.1 «vollständiger Erhalt»

Beschrieb

Diese Option sieht als Referenz vor, dass das Verteilnetz in etwa in der heutigen Ausdehnung weiter betrieben wird. Es erfolgt kein Ausbau, keine Stilllegung, hie und da wird das Netz allenfalls verdichtet. Die Ersatzinvestitionen, um die Sicherheit und das Netz langfristig aufrecht zu erhalten, werden entsprechend getätigt. Wie bisher ist ein Anteil des gelieferten Gases erneuerbarer Herkunft.

kein Ausbau, keine Stilllegung

Unabhängig vom Rahmenszenario besteht ein Zielkonflikt zwischen dem langfristig vollständigen Erhalt des Netzes und dem Aufbau oder Ausbau von Wärmeverbunden, wie beispielsweise auf der Basis der Abwärme der Abwasserreinigungsanlage oder der KEZO (Volksabstimmung Ende 2020). Zwei Feinverteilnetze in den gleichen Strassenzügen konkurrenzieren sich, führen gegenseitig zu eher tieferen Anschlussdichten und damit einer tieferen Wirtschaftlichkeit.

Zielkonflikt mit Wärmeverbunden

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «vollständiger Erhalt» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz-szenario	Stärkere Liberalisierung	Energie-/Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«vollständiger Erhalt»	(✓)	(✓)	x	x

Der «vollständige Erhalt» ist im *Referenzszenario* angesichts des noch jungen Verteilnetzes kurz- und mittelfristig eine geeignete Option, langfristig eine nur bedingt geeignete Option. Die heute bereits bestehenden Instrumente des Energie- und Klimaschutz und der Klimawandel führen langfristig zu einer Reduktion des Absatzes. So müsste auch im Referenzszenario geprüft werden, ob langfristig die notwendigen Ersatzinvestitionen rentabel sind.

langfristig nicht geeignet wegen sinkenden Absatzes

Der «vollständige Erhalt» ist bedingt geeignet für das *Szenario einer stärkeren Liberalisierung*. Wie im Referenzszenario ist auch hier aufgrund der bereits bestehenden politischen Rahmenbedingungen langfristig mit einem Rückgang des Absatzes zu rechnen, dem begegnet werden muss. Durch tendenziell sinkende Preise für die Kunden steigt die Konkurrenzfähigkeit von Gas gegenüber anderen Energieträgern und vermag damit möglicherweise den Absatzzrückgang zu bremsen. Heute werden die Geschäftsfelder Netzbetrieb und Gasverkauf gemeinsam betrachtet und daher auch die Gewinnmarge gemeinsam optimiert. Die Entkopplung der Geschäftsfelder durch die stärkere Liberalisierung, mit der einhergehenden höheren Transparenz von Netz- und Energiekosten führt hier zu Verschiebungen gegenüber der heutigen Handhabung.

Tiefere Preise durch Liberalisierung kann Rückgang eventuell bremsen

Wird die *Energie- und Klimapolitik* wie geplant deutlich ambitionierter, ist der vollständige Erhalt mittel- und langfristig keine geeignete Option mehr. Die neuen Instrumente führen verstärkt dazu, dass Eigentümer auf Wär-

potenzielle Abwärtsspirale

meverbunde, Wärmepumpen oder Holzheizungen umsteigen und somit für die Gasversorger als Kunden verloren gehen (linker hellblauer Pfeil in der Abbildung). Damit müssen die Kosten für das Gasnetz auf weniger Kunden verteilt werden, die Netzkosten steigen für die übrigen Kunden (roter Pfeil). Die Energie- und Klimapolitik verteuert die Gasversorgung bereits heute direkt, so über die Forderung nach erneuerbarem Gas oder die steigende CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen (rechter hellblauer Pfeil). Die über diese Mechanismen verteuerte Gasversorgung kann je nach Entwicklung der Alternativen wiederum zu einem weiteren Rückgang der Gasnachfrage führen, potenziell kommt es zu einer «Abwärtsspirale»¹⁰.

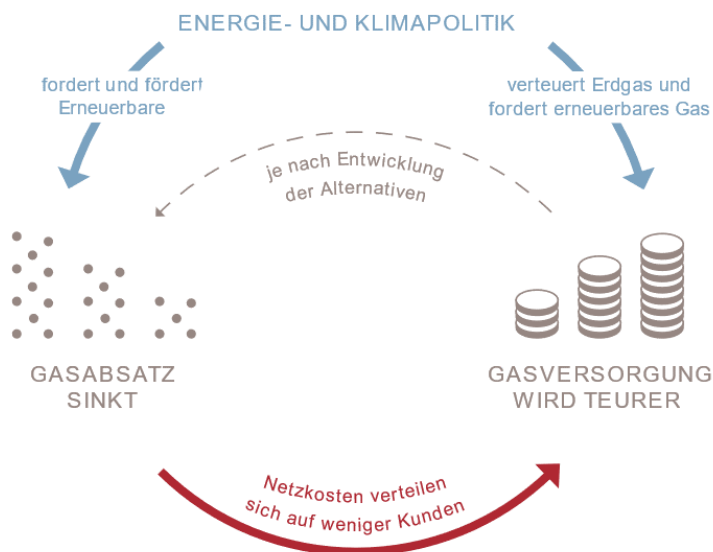


Abbildung 12: Wirkung einer ambitionierten Energie- und Klimapolitik auf die Gasversorgung

In einem solchen Szenario führt das Aufrechterhalten des gesamten Netzes langfristig zu einem so starken Anstieg der Netzkosten, dass die Lösung Gas sehr teuer und vermutlich nicht mehr konkurrenzfähig wird. Es besteht damit das Risiko gestrandeter Investitionen, wenn weiterhin alle Leitungen telquel nach (oder teilweise vor) Ablauf ihrer Abschreibungsdauer ersetzt werden, und langfristig ausserordentlich abgeschrieben werden müssten.

Gefahr gestrandeter Investitionen

Im *kombinierten Szenario* führen wie im Szenario Energie-/Klimapolitik die neuen Instrumente zu einem Verlust der Kunden und einer Steigerung der Kosten für die verbleibenden Kunden. Die stärkere Liberalisierung vermag den Verlust der Kunden nur wenig zu verlangsamen.

Eignung wie im Szenario Energie/Klimapolitik

4.2 «vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»

Beschrieb

Eine mögliche Reaktion auf die ambitioniertere Energie- und Klimapolitik ist es, das Verteilnetz aufrechtzuerhalten, es aber langfristig nur mit erneuer-

kein Ausbau, keine Stilllegung, 100% erneuerbares Gas

¹⁰ Das Gasnetz in der Energieversorgung der Zukunft. Ein Ratgeber für Gemeinden und Gasversorger. 2020.

barem Gas zu betreiben. Erneuerbare Gase, ob Biogas oder erneuerbares synthetisches Gas, sind chemisch identisch mit Erdgas (Methan) und können daher in allen heutigen Anwendungen gleichermassen eingesetzt werden.

Wie bei der ersten Handlungsoption besteht auch hier ein Zielkonflikt zwischen dem langfristig vollständigen Erhalt des Netzes und dem Aufbau oder Ausbau von Wärmeverbunden, wie gemäss Volksabstimmung Ende 2020 erwünscht.

Zielkonflikt mit
Wärmeverbunden

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz- szenario	Stärkere Libe- ralisierung	Energie- /Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»	x	x	(x)	(x)

Der «vollständige Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas» ist im *Referenzszenario* keine geeignete Option. Erneuerbares Gas ist eine deutlich teurere Ressource als Erdgas. Das führt dazu, dass Kunden sowohl zu Wärmepumpen und Holzheizungen wechseln, aber auch zu Ölheizungen, da der Einsatz von Heizöl im Referenzszenario weiterhin erlaubt ist und günstig zur Verfügung steht. Mit dem Verlust der Kunden steigen die Netznutzungskosten für die übrigen Kunden, es kommt zu einer Ausdünnung der Nachfrage und einem langsamen, aber stetigen Anstieg der Netznutzungskosten.

hohe Kosten führen
zu Kundenverlust

Im *Szenario einer stärkeren Liberalisierung* ist ein vollständiger Betrieb mit erneuerbarem Gas nicht möglich, weil der Markt (teilweise) geöffnet ist. Die Kunden mit Marktzugang können bei jedem Anbieter Gas von jeder Qualität beziehen, also auch nur Erdgas. Würden die Stadtwerke Wetzikon trotzdem nur ausschliesslich erneuerbare Gase anbieten, wären sie kaum konkurrenzfähig und würden wohl einen grossen Anteil der Energiekunden an andere Gasanbieter verlieren. Es ist nicht gegeben, dass besonders umweltfreundliche Kunden auf 100% Biogas setzen. Ein Teil der umweltfreundlichen Kunden würde beim Ersatz der Gasheizung ganz auf einen anderen Energieträger wechseln.

100% erneuerbares
Gas im Szenario
einer stärkeren
Liberalisierung
nicht möglich

Im Fall einer ambitionierteren *Energie- und Klimapolitik* gelten im Grundsatz weiterhin die Mechanismen, wie sie bereits bei der Option «vollständiger Erhalt» weiter oben beschrieben werden (Abbildung 12 auf Seite 26). Im Gegensatz zum Referenzszenario ist jedoch Heizöl nicht mehr in gleichem Mass verfügbar und/oder günstig. In diesem Szenario ist für die Gasversorgung entscheidend, wie die politischen Instrumente den Einsatz erneuerbarer Gase bewerten (Anerkennung generell, Anforderungen an Herkunft und Ökobilanz der Gase). So ist im CO₂-Gesetz verankert (siehe Kapitel 2.2), dass erneuerbare Gase für die Zielerreichung zu 50% anerkannt werden und im Fall von Energieeffizienz Massnahmen zu 100%. So könnten nicht alle Gebäude Biogas als Lösung wählen, womit sie der Gasver-

stark von den
Details der Vor-
schriften abhängig

sorgung als Kunde verloren gehen. In der Vorlage zum kantonalen Energiegesetz müssten die erneuerbaren Gase im vollen Umfang beim Kauf der Heizung bezahlt werden, womit eine Hürde für diese Lösung geschaffen wird. Unabhängig von diesen beiden Vorlagen ist davon auszugehen, dass eine ambitionierte Politik Anreize setzt, erneuerbare Gase langfristig dort einzusetzen, wo es keine Alternativen gibt, also explizit nicht für die Raumwärme.

Box: Inländische Verfügbarkeit von erneuerbaren Gasen

Biogas: Der Anteil der inländischen Biogasproduktion am gesamten Gasverbrauch liegt heute bei 4%, der Anteil im Gasnetz bei knapp 1%¹¹. Es gibt in der Schweiz diverse Studien, welche das Potenzial von Biomasse in der Schweiz zur Produktion von Biogas abschätzen¹². Die Studien schätzen das nutzbare Potenzial auf zwischen 4 und 6.6 TWh Biogas. Die Menge Biogas, die ins Netz eingespeist werden kann, ist geringer und wird auf zwischen 3.7 und 5.2 TWh Biogas eingeschätzt. Bei einer vollen Ausschöpfung des inländischen Potenzials könnte man Biogas im Umfang von rund **10 bis 15% des heutigen Gasverbrauchs** ins Netz einspeisen. Biogas aus dem Ausland ist in grösseren Mengen verfügbar.

Kommentar zur Nutzung von Holz zur Produktion von Biogas: Die oben genannten Zahlen zum Potenzial beinhalten teilweise bereits die Nutzung von verholzter Biomasse, jedoch unter Berücksichtigung der Konkurrenz zwischen stofflicher und Energienutzung. Dies bedeutet, dass der stofflichen Nutzung gemäss Ressourcenpolitik Holz des Bundes¹³ Priorität eingeräumt wird. Als Baustoff kann Holz als erneuerbarer und klimaneutraler Rohstoff andere energieintensive Materialien ersetzen – und am Ende der Lebensdauer immer noch als Altholz energetisch genutzt werden. Wird das Holz zuerst stofflich genutzt, ist dies aus Sicht Energie und Klima optimal. Dasjenige Holz, das nicht stofflich genutzt werden kann, ist begrenzt und soll gemäss Ressourcenpolitik so effizient genutzt werden wie möglich, also mit einer maximalen Substitutionswirkung für fossile Rohstoffe. Der Fokus liegt daher auf der direkten Verbrennung zur Wärmeproduktion und der kombinierten Wärme- und Stromproduktion.

Erneuerbares synthetisches Gas: Methan kann heute mit einem Wirkungsgrad von rund 55 Prozent aus Strom synthetisch hergestellt werden («Power-to-Gas»). Als Zwischenschritt entsteht dabei erneuerbarer synthetischer Wasserstoff. Das ökologische Potenzial von inländischem erneuerbaren, synthetischen Gas beläuft sich auf rund **5 bis 15% des heutigen Gasverbrauchs**¹⁴. Diese Schätzung beruht auf der Annahme, dass in der Schweiz Photovoltaik massiv ausgebaut wird (Belegung von ca. 50 Prozent aller dafür mindestens «gut» geeigneten Dächer in der Schweiz). Zu diesem «ökologischen Potenzial» werden nur die Mengen an Gas gezählt, die mit «überschüssigem» erneuerbarem Strom produziert werden, also wenn die übrige Stromnachfrage bereits vollständig erneuerbar gedeckt ist. Denn der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom ist in jedem Fall viel klimafreundlicher als die Herstellung von Gas.

Kombiniertes Szenario: Müssen langfristig alle Gebäude erneuerbar beheizt werden, ist grundsätzlich ein Betrieb mit 100% erneuerbarem Gas

Eignung wie im Szenario Energie/Klimapolitik

¹¹ EBP (2019). Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich. Fachbericht November 2019.

¹² Die drei Studien sind: ACT 2012: Ressourcen- und Klimaeffizienz in der Landwirtschaft: Potenzialanalyse; E-Cube Strategy Consultants 2018: Schweiz Erneuerbares Gas: Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030. Studie im Auftrag der EnFK; SCCER Biosweet 2017: Biomassenpotenzial der Schweiz für die energetische Nutzung.

¹³ BAFU, BFE und SECO 2017: Ressourcenpolitik Holz: Strategie, Ziele und Aktionsplan Holz

¹⁴ EBP (2019). Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich. Fachbericht November 2019.

auch in einem stärker liberalisierten Markt möglich, weil dann alle Anbieter erneuerbares Gas verkaufen. Es gelten hingegen immer die Argumente der Energie- und Klimapolitik, welche Anreize setzt, im Bereich Raumwärme Alternativen zu Gas (Erdgas/erneuerbares Gas) zu schaffen. Somit wird dieses Szenario als eher ungeeignet betrachtet.

4.3 «Ausbau»

Beschrieb

Eine denkbare Option ist es, das Verteilnetz weiter auszubauen. Innerhalb der Gemeinde ist das Potenzial nahezu schon ausgeschöpft, auch bereits in wenig dichten Gebieten. Über die Stadtgrenze hinweg sind die dicht besiedelten Gebiete bereits mit Gas versorgt (Uster durch Energie Uster, Gossau durch die EZO, Hinwil durch die Gemeindewerke Rüti, Pfäffikon durch die Gemeindewerke Pfäffikon).

geeignete Gebiete
bereits versorgt

Eignung je nach Rahmenszenario

Da die Stadt bereits flächendeckend versorgt ist und die benachbarten Gemeinden auch bereits mit Gas versorgt sind, wird der Ausbau in allen vier Szenarien als nicht möglich/geeignet eingeschätzt.

unmöglich oder
nicht geeignet

Zusammengefasst wird die Option «Ausbau» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz- szenario	Stärkere Libe- ralisierung	Energie- /Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«Ausbau»	x	x	x	x

4.4 «rasche Stilllegung»

Beschrieb

Um möglichst früh den Einsatz von Erdgas zu reduzieren, kann das gesamte Verteilnetz rasch und vollständig stillgelegt werden. Unter «rasch» wird ein Zeitraum von 10 bis 15 Jahren angenommen. Gemäss Branchenstandard werden Leitungen nach 50 Jahren abgeschrieben. Das Wetziker Netz ist sehr jung. Rund 70% der Leitungen sind jünger als 30 Jahre (siehe Abbildung 3) und würden damit im Rahmen der Option «rasche Stilllegung» vor dem Ende ihrer Abschreibungsdauer stillgelegt. Der Restwert der heute vorhandenen Infrastruktur beträgt zwischen 2030 bis 2035 zwischen 7 und 9 Mio. Fr. (siehe auch Abbildung 4 auf Seite 7). Zu den Kosten einer vorzeitigen Abschreibung kommt der Ausfall der Erträge in den «verlorenen» Jahren. Um diese Kosten je nach Rahmenszenario zu beziffern, müssten die Rahmenszenarien für Wetzikon im Detail modelliert werden, was im Rahmen der Arbeiten nicht möglich war.

Zeithorizont von 10
bis 15 Jahren

Findet die Stilllegung vor dem Jahr 2040 statt, bedeutet dies für einen Teil der heutigen Gaskunden, dass sie ihre Gasheizung vor dem Ende ihrer typischen technischen Lebensdauer nicht mehr nutzen können und ersetzen müssen. Hier stellt sich die Frage nach der Auszahlung von Restwertentschädigungen vom Versorger an die Kunden. Die Auswertungen der

vorzeitiger Ersatz
von Heizungen

Gasheizungen in Abbildung 7 und Abbildung 8 (Kapitel 1.2) zeigt, dass der Restwert der *heutigen* Heizungen (Einbau bis und mit 2019) im Jahr 2030 bei rund 5.5 Mio. Fr., im Jahr 2035 bei rund 0.6 Mio. Fr. liegt. Hinzu kommt der Restwert aller Heizungen, die ab 2020 eingebaut und ersetzt werden.

Eine rasche Stilllegung kann unabhängig vom Rahmenszenario zu einer kurzfristigen Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen, weil die Stromverteilnetze für die vielen neuen Wärmepumpen nicht rasch genug ausgebaut werden können. Für das konkrete Stromnetz der Stadt Wetzikon ist eine entsprechende Analyse noch nicht vorgenommen worden. Auch unabhängig vom Rahmenszenario ist das Image einer solchen Lösung schlecht. Die wenigen Versorger, die bisher Kunden informiert haben, dass sie ihre Gasheizung nicht bis zum Ende der Lebensdauer nutzen können, haben dazu grossen Widerstand erfahren.

potenzielle Verschlechterung Versorgungssicherheit und Imageschaden

Erfolgt eine Stilllegung sehr rasch und unkoordiniert, kann dies den Auf- und Ausbau von Wärmeverbunden erschweren. Ist bspw. ein Wärmeverbund wie derjenige der ARA oder der KEZO geplant, aber noch nicht vor Ort, kann die Stilllegung von Gasleitungen dazu führen, dass die Eigentümer auf andere Heizungstechnologien umstellen und danach für den Wärmeverbund «verloren» sind.

Koordination mit Wärmeverbunden

Die Stilllegung des Verteilnetzes beeinflusst die (saisonale) Speicherung von erneuerbarem Gas nicht. Das gesamte Schweizer Verteilnetz verfügt über eine Speicherkapazität von nur rund 0.2 TWh¹⁵. Mit der so gespeicherten Menge könnte man den durchschnittlichen Schweizer Gasverbrauch während nur 3 Minuten decken.

Speicherung von erneuerbarem Gas nicht beeinflusst

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «rasche Stilllegung» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz-szenario	Stärkere Liberalisierung	Energie-/Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«rasche Stilllegung»	x	x	(x)	(x)

Eine rasche Stilllegung ist in allen Szenarien theoretisch möglich. Im *Referenzszenario* wird die Option nicht als geeignet betrachtet, da aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Netze noch nicht abgeschrieben sind und aus Klimasicht die Stilllegung zu einem vermehrten Wechsel auf Ölheizungen führen kann. Der Aufbau von Wärmenetzen wird gefährdet, indem der rasche Umstieg auf Wärmepumpen gefördert wird.

Wechsel auf Ölheizungen mitdenken

Im *Szenario einer stärkeren Liberalisierung* ist die Option in etwa gleich zu beurteilen wie im Referenzszenario.

Im *Szenario einer ambitionierteren Energie- und Klimapolitik* gelten weiterhin die betriebswirtschaftlichen Nachteile für den Versorger und die vorzeitige Umstellung für die Kunden. Aus Klimasicht ist die Option positiv und negativ zu bewerten. Da nicht oder kaum auf Heizöl gewechselt werden kann, besteht dieses Risiko des Referenzszenarios hier nicht mehr. Die

betriebswirtschaftliche Nachteile, aus Klimasicht Vor- und Nachteile

¹⁵ ET 2016: Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz

frühe Stilllegung führt zu einem raschen Wechsel von Gasheizungen auf andere Technologien. Dies würden den Verbrauch von Erdgas vermutlich rascher senken als die Energie- und Klimapolitik alleine. Negativ zu bewerten ist die Tatsache, dass der rasche Wechsel auf Wärmepumpen und Holzheizungen den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen gefährden kann, wenn diese nicht schnell genug gebaut werden können. Somit würden wertvolle Abwärmequellen womöglich für einen Verbund nicht genutzt und der Stromverbrauch im Winter würde aufgrund der Wärmepumpen «unnötig» erhöht. Schliesslich ist nach einer ersten Aufstellung der Verwendungszwecke (siehe Seite 11) noch nicht klar, ob es für einige wenige Anwendungen (z.B. Spitzenlast / Redundanz) einen Teil des Verteilnetzes noch braucht. Die Nachteile bezüglich Versorgungssicherheit und Image gelten hier weiterhin.

Das *kombinierte Szenario* ist in etwa gleich zu beurteilen wie das Szenario Energie- und Klimapolitik.

4.5 «mittelfristige Stilllegung»

Beschrieb

Eine mittelfristige Stilllegung würde über einen Zeithorizont von rund 20 bis 30 Jahren erfolgen. Abgeschriebene Leitungen würden grösstenteils laufend nicht ersetzt bei allfälligen Ausnahmen zur Koordination mit dem Bau von Wärme- und Kältenetzen. Spätestens nach Ablauf der gesetzten Frist würden alle Leitungen stillgelegt. Diverse Nachteile einer raschen Stilllegung können damit verhindert werden:

Stilllegung nach 20
bis 30 Jahren

- Mit einem Zeithorizont von 20 bis 30 Jahren können alle heute bestehenden Heizungen abgeschrieben werden.
- Die allfällig kurzfristige Verschlechterung der Versorgungssicherheit wegen der Stromverteilnetze aufgrund der Wärmepumpen kann mit genügend Vorlauf verhindert werden.
- Zudem lässt der Zeithorizont auch genügend Zeit für den Auf- und Ausbau von Wärmeverbunden.

Eine Stilllegung in 20 bis 30 Jahren führt dazu, dass ein Teil der Gasleitungen immer noch nicht nach aktuell gültigen Vorgaben (50 Jahre) abgeschrieben ist. Der Restwert der heutigen Infrastruktur beträgt 2040 noch 5 Mio. Fr. und 2050 noch 2 Mio. Franken. Um den Betrieb bis ans Ende sicher aufrecht zu erhalten, müssen jedoch noch Investitionen getätigt werden. Damit wird der nicht abgeschriebene Restwert tatsächlich höher ausfallen.

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «mittelfristige Stilllegung» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz-szenario	Stärkere Libe- ralisierung	Energie- /Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«mittelfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(✓)	(✓)

Im *Referenzszenario* ist die Stilllegung nach 20 bis 30 Jahren betriebswirtschaftlich nicht erwünscht, da Teile des Netzes auch langfristig betriebswirtschaftlich weiter rentabel betrieben werden können. Der Nachteil ist kleiner als bei der raschen Stilllegung und kann je nach Entwicklung der rechtlichen Grundlagen über eine Anpassung der Abschreibungen und Tarifstrukturen verringert werden. Die Option führt dazu, dass die Eigentümer ihre Gasheizungen mit anderen Technologien ersetzen. Die Bewertung aus Klimasicht hängt stark davon ab, wie sich der Wärmemix dadurch verändert. Da im Referenzszenario von einem relevanten Biogasanteil ausgegangen wird und Eigentümer neben erneuerbaren Energien auch zu Ölheizungen wechseln könnten, wird der Wärmemix durch die Stilllegung vermutlich nur wenig klimafreundlicher. Schliesslich ist wie bei der raschen Stilllegung noch nicht klar, ob es für einige wenige Anwendungen einen Teil des Verteilnetzes noch braucht und daher die vollständige Stilllegung nicht sinnvoll ist. Bei der mittelfristigen Stilllegung besteht jedoch noch länger Zeit, dies zu prüfen. Insgesamt wird die Option als eher ungeeignet beurteilt.

weder betriebswirtschaftlich noch aus Klimasicht besonders geeignet

Im *Szenario einer stärkeren Liberalisierung* ist die Option betriebswirtschaftlich ähnlich zu beurteilen wie die Referenz. Einerseits sinken bei einer stärkeren Liberalisierung die Margen, was Stilllegungen in der Tendenz etwas geeigneter macht als im Referenzszenario. Andererseits führen aber tiefere Preise zu einer höheren Konkurrenzfähigkeit von Gas gegenüber den Alternativen. Aus Klimasicht wird die Option jedoch positiver bewertet. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Anteil Biogas im Gasnetz wegen der Liberalisierung deutlich tiefer ist als im Referenzszenario. Somit führt die Stilllegung des Netzes entsprechend zu einer stärkeren Reduktion der Treibhausgasemissionen. Deswegen wird die Option insgesamt als eher geeignet beurteilt.

ähnlich wie Referenzszenario, aber vorteilhafter aus Klimasicht

Im *Szenario einer ambitionierteren Energie- und Klimapolitik* bestehen betriebswirtschaftliche Vorteile gegenüber der raschen Stilllegung, da länger Erträge mit der bestehenden Infrastruktur generiert werden können. Ein Teil der Leitungen wäre bis 2040/2050 noch nicht abgeschrieben. Hier bestehen aktuell Möglichkeiten zur früheren Abschreibung und eventuell auch zur Anpassung der Tarife (siehe Kapitel 5.3). Ob das künftige Gasversorgungsgesetz dies erlauben wird, ist unklar. Aus Klimasicht ist die mittelfristige Stilllegung positiv zu beurteilen. Sie erlaubt genügend Zeit für den Aufbau von Wärmeverbunden und führt dazu, dass die Eigentümer beim Heizen erneuerbare Energien einsetzen. Der Wechsel auf Ölheizungen ist dabei kaum oder nicht möglich. Die Option führt dazu, dass erneuerbare Gase in einer Transformationsphase für eine Ökologisierung der Raum-

aus Klimasicht sinnvoll, mit einigen Fragen

wärme eingesetzt werden, langfristig aber den Verwendungszwecken mit wenigen Alternativen zur Verfügung stehen. Da bei dieser Option wegen der Stilllegung vor Ende der Abschreibungsdauer zusätzliche Kosten bestehen (die je nach Handhabung der Versorger oder die Kunden tragen) und zudem die offene Frage im Raum bleibt, ob es für wenige Anwendungen einen Teil des Verteilnetzes noch braucht, wird diese Option im Fazit in diesem Szenario als eher geeignet eingestuft.

Im *kombinierten Szenario* ist die Option ähnlich zu beurteilen wie das Szenario Energie- und Klimapolitik.

Eignung wie im Szenario Energie/Klimapolitik

4.6 «langfristige Stilllegung»

Beschrieb

In dieser Option werden die Leitungen nach Ablauf der üblichen Abschreibungsdauer (50 Jahre¹⁶) stillgelegt. Abgeschriebene Leitungen würden grösstenteils nicht ersetzt, sondern laufend stillgelegt. Einzelne Leitungen würden allenfalls doch noch ersetzt, falls der Grossteil des mit der Leitung belieferten Netzgebietes jüngerem Datums ist. Da in Wetzikon in den letzten zehn Jahren noch relevant ausgebaut wurde (siehe Abbildung 3), würde dies eine stufenweise Stilllegung von heute bis 2070 bedeuten. Wie bei der mittelfristigen Stilllegung können damit diverse Nachteile einer raschen Stilllegung verhindert werden (Abschreibung Heizungen, Versorgungssicherheit, Zeit für Wärmeverbunde). Unabhängig vom Szenario ist die Stilllegung nach der Abschreibungsdauer im Vergleich zur raschen Variante betriebswirtschaftlicher tendenziell besser.

Stilllegung nach Abschreibungsdauer von 50 Jahren

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «langfristige Stilllegung» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenzszenario	Stärkere Liberalisierung	Energie-/Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«langfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(x)	(x)

Im *Referenzszenario* ermöglicht die Stilllegung nach der Abschreibungsdauer, bis ans Ende der Abschreibungsdauer Erträge einzunehmen. Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen könnten jedoch Teile des Netzes auch langfristig betriebswirtschaftlich rentabel betrieben werden. So wäre eine Stilllegung aus betriebswirtschaftlicher Sicht widersinnig. Die Bewertung aus Klimasicht hängt wie bei der mittelfristigen Stilllegung stark davon ab, wie sich der Wärmemix dadurch verändert. Da im Referenzszenario von einem relevanten Biogasanteil ausgegangen wird und Eigentümer neben erneuerbaren Energien auch zu Ölheizungen wechseln könnten, wird der Wärmemix durch die Stilllegung vermutlich nur wenig klimafreundlicher. Schliesslich ist unklar, ob es für einige wenige Anwendungen einen Teil des Verteilnetzes noch braucht und daher die vollständige Stilllegung nicht

weder betriebswirtschaftlich noch aus Klimasicht besonders geeignet

¹⁶ Nemo-Manual: Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen

sinnvoll ist. Bei der langfristigen Stilllegung besteht jedoch noch länger Zeit, dies zu prüfen. Im Vergleich zur mittelfristigen Stilllegung ist die Option ein wenig besser aus betriebswirtschaftlicher Sicht und ein wenig schlechter aus Klimasicht zu beurteilen. Insgesamt wird die Option daher wie die mittelfristige Stilllegung als eher ungeeignet beurteilt.

Im *Szenario einer stärkeren Liberalisierung* ist die Option betriebswirtschaftlich ähnlich zu beurteilen wie die Referenz. Einerseits sinken bei einer stärkeren Liberalisierung die Margen, was Stilllegungen in der Tendenz etwas geeigneter und betriebswirtschaftlich sinnvoller macht als im Referenzszenario. Andererseits führen aber tiefere Preise zu einer höheren Konkurrenzfähigkeit von Gas gegenüber den Alternativen. Da der Anteil Biogas im Gasnetz wegen der Liberalisierung deutlich tiefer ist als im Referenzszenario, führt die Stilllegung des Netzes entsprechend zu einer stärkeren Reduktion der Treibhausgasemissionen. Die Option wird daher insgesamt als eher geeignet beurteilt.

ähnlich wie Referenzszenario

Im *Szenario einer ambitionierteren Energie- und Klimapolitik* bestehen betriebswirtschaftliche Vorteile gegenüber der raschen Stilllegung, da länger Erträge mit der bestehenden Infrastruktur generiert werden können. Ob auch gegenüber der mittelfristigen Stilllegung Vorteile bestehen, ist jedoch unklar. Bei tiefen Netzpreisen sind es die rechtlichen Grundlagen, welche den Preis begrenzen. Bei sehr tiefem Gasabsatz sind es nicht mehr rechtliche Grundlagen (die eine Überwälzung der Preise an den Kunden erlauben würde), sondern die Akzeptanz der Kunden, welche den Preis begrenzt. So ist es unklar, ob in den letzten Jahren die erzielbaren Netzentgelte die Betriebskosten decken können. Aus Klimasicht ist die langfristige Stilllegung zwar besser zu beurteilen als der Erhalt der Leitungen. Sie führt jedoch dazu, dass vermutlich eine weitere Generation von Gasheizungen eingesetzt wird und damit noch – so lange erlaubt – länger Erdgas verbrannt wird als bei der raschen Stilllegung. Zudem führt sie dazu, dass noch lange erneuerbare Gase für die Raumwärme eingesetzt werden und damit nicht dort zu Verfügung stehen, wo es kaum Alternativen gibt. Schliesslich ist wie bei der raschen Stilllegung noch nicht klar, ob es für einige wenige Anwendungen einen Teil des Verteilnetzes noch braucht und daher die vollständige Stilllegung nicht sinnvoll ist. Bei der langfristigen Stilllegung besteht jedoch noch länger Zeit, dies zu prüfen. Im Fazit ist die Option in diesem Szenario betriebswirtschaftlich geeignet, aus Klimasicht jedoch nicht. Sie wird daher als eher ungeeignet eingestuft.

Betriebswirtschaftlich unklar, aus Klimasicht ungeeignet

Im *kombinierten Szenario* ist die Option ähnlich zu beurteilen wie das Szenario Energie- und Klimapolitik.

Eignung wie im Szenario Energie/Klimapolitik

4.7 «differenzierte Transformation»

Beschrieb

Die bisherigen Optionen fokussieren auf eine einzige Strategie für alle Netzgebiete (z.B. Ausbau / Erhalt / Stilllegung). Im Kontrast dazu beinhaltet diese Option unterschiedliche Strategien je nach Netzgebiet. Dazu gehören Stilllegungen in Gebieten mit wenig Dichte, aber auch den Erhalt eines

Kombination von Stilllegung und Erhalt

Basisnetzes, das auch langfristig (erneuerbares) Gas zu den entsprechenden Anwendungen transportieren kann. Stilllegungen reduzieren beim stärkeren Rückgang von Kunden den Anstieg der Netznutzungskosten für die übrigen Kunden und tragen dazu bei, das übrigbleibende Basisnetz langfristig rentabel betreiben zu können.

Die Auswertung der Verwendungszwecke von Gas auf Seite 11 zeigt, dass Gas heute vor allem dort eingesetzt wird, wo es langfristig aus Klimasicht keinen Einsatz mehr finden soll, nämlich für Raumwärme und Warmwasser. Es wird weder Prozessgas genutzt noch gibt es eine mit Wärmenetzen aus Prinzip schwierig zu erschliessende, enge und geschützte Altstadt. Im Detail noch offen ist, inwieweit Gas auch langfristig zur Spitzendeckung/Redundanz von Wärmenetzen oder zur Wärme-Kraft-Kopplung einzusetzen ist.

Künftig sinnvolle Anwendungen unklar

Die differenzierte Transformation bedeutet je nach Szenario eine andere Entwicklung. So werden beispielsweise im Referenzszenario weniger Gebiete stillgelegt, weil der Wechsel auf Heizöl weiterhin möglich bleibt und sich der Betrieb finanziell stärker auszahlt.

Differenzierte Transformation unterschiedlich nach Szenario

Generell erlaubt eine differenzierte Transformation eine gute Abstimmung der Entwicklung des Gasnetzes mit der Entwicklung von Wärme- und Kältenetzen. Dies bedeutet jedoch gegenüber der vollständigen Stilllegung oder einem unveränderten Erhalt auch einen grösseren Aufwand, sowohl für die Erarbeitung der Grundlagen, die Planung und die politische Abstimmung und die Kommunikation gegenüber Kunden.

Gute Abstimmung möglich, bedeutet aber Aufwand für Planung und politische Abstimmung

Eignung je nach Rahmenszenario

Zusammengefasst wird die Option «differenzierte Transformation» wie folgt beurteilt:

Beurteilung

	Referenz-szenario	Stärkere Liberalisierung	Energie-/Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«differenzierte Transformation»	✓	✓	(✓)	(✓)

Im *Referenzszenario* wird die Option als geeignet betrachtet. Wie im Kapitel 2.3 beschrieben, wird auch im Referenzszenario von einem langfristigen Absatzrückgang ausgegangen. Daher muss auch in diesem Szenario schon aus betriebswirtschaftlicher Sicht geprüft werden, welche Netzgebiete auch langfristig rentabel betrieben werden können. Aus Klimasicht kann im Netz viel Biogas eingesetzt werden und das Netz dort aufrechterhalten werden, wo es langfristig allenfalls wichtig ist (Spitzenlast, WKK, etc.) resp. die grösste Gefahr besteht für den Wechsel auf Heizöl. Es besteht jedoch ein Interessenskonflikt zwischen der betriebswirtschaftlichen Perspektive (Weiterbetrieb der rentablen Gebiete) und der Klimasicht (stärkere Stilllegung, um Emissionen zu senken), der politisch entschieden werden muss.

Abgleich betriebswirtschaftlicher und ökologischer Interessen

Im *Szenario einer stärkeren Liberalisierung* ist die Option ähnlich zu bewerten wie im Referenzszenario. Da die Werke einen geringen Einfluss auf

aus Klimasicht mehr Gebiete stilllegen

den Anteil Biogas im Netz haben und damit vermutlich ein höherer Anteil fossil sein wird, ist es in diesem Szenario aus Klimasicht erwünscht, mehr Gebiete stillzulegen. Der Druck der Liberalisierung kann den Bau von Wärmenetzen begünstigen.

Für das Szenario einer ambitionierteren *Energie- und Klimapolitik* wird diese Option als eher geeignet betrachtet. In diesem Szenario bedeutet die differenzierte Transformation ein klar stärkeres Ausmass an Stilllegungen als im Referenzszenario. Damit kommt es den obigen Optionen der vollständigen Stilllegung recht nahe. Da heute noch unklar ist, ob es aus Klimasicht für einige wenige Anwendungen einen Teil des Verteilnetzes noch braucht oder nicht, ist offen, ob die differenzierte Transformation im Sinne eines Teilerhalts sinnvoll ist.

Das *kombinierte Szenario* ist in etwa gleich zu beurteilen wie das Szenario Energie- und Klimapolitik.

Fragezeichen bei
künftigem Einsatz

4.8 Übersicht der Bewertung

Die Bewertung der Eignung der sieben langfristigen Handlungsoptionen vor dem Hintergrund der drei Rahmenszenarien ist in Tabelle 3 dargestellt. Ohne eine Änderung der Rahmenbedingungen wird im *Referenzszenario* der Erhalt als eher geeignet und eine differenzierte Transformation als geeignete Option bewertet. Vollständige Stilllegungen sind betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll und führen vermutlich nur zu wenig Klimavorteilen (Wechsel von Gasversorgung mit viel Biogas zu grösstenteils Wärmepumpen und Heizöl). Bei der *stärkeren Liberalisierung* kommen die mittel- und langfristige Stilllegung als eher geeignete Optionen hinzu, da in diesem Fall die Klimawirkung höher ist (Gasversorgung mit klar weniger Biogas wird ersetzt).

Differenzierte
Transformation als
geeignete Option

	Referenz- szenario	Stärkere Libe- ralisierung	Energie- /Klimapolitik	Kombiniertes Szenario
«vollständiger Erhalt»	(✓)	(✓)	x	x
«vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas»	x	x	(x)	(x)
«Ausbau»	x	x	x	x
«rasche Stilllegung»	x	x	(x)	(x)
«mittelfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(✓)	(✓)
«langfristige Stilllegung»	(x)	(✓)	(x)	(x)
«differenzierte Transforma- tion»	✓	✓	(✓)	(✓)

Tabelle 3: Übersicht, inwieweit die strategischen Optionen mit den externen Rahmenszenarien konsistent sind

Beim Rahmenszenario mit einer ambitionierteren *Energie- und Klimapolitik* sowie im *kombinierten Szenario* wird die mittelfristige Stilllegung und die

Optionen bei ver-
stärkter Energie-
und Klimapolitik

differenzierte Transformation als eher geeignet eingestuft. Die Einschränkung «eher» rührt daher, dass heute noch nicht klar ist, ob ein Teilerhalt gewisser Netzgebiete spezifisch in Wetzikon sinnvoll ist oder nicht. Die vollständige «langfristige Stilllegung» wird als eher ungeeignet eingestuft, da die mittlere Frist sowohl aus Klimaschutz als auch vermutlich aus betriebswirtschaftlicher Sicht von Vorteil ist. Die vollständige «rasche Stilllegung» wird auch als eher ungeeignet eingestuft, da relevante Teile der Infrastruktur (Leitungen und Heizungen) nicht abgeschrieben werden könnten und der Aufbau von Wärmenetzen gefährdet wäre.

Die Analyse zeigt auf, dass im Referenzszenario oft ein Interessenskonflikt zwischen der Sicht Klimaschutz und der Sicht Betriebswirtschaft besteht, der politisch entschieden werden muss. Im Szenario der stärkeren Energie- und Klimapolitik hingegen besteht der Konflikt weniger, da die Einschränkung von fossilen Energien dazu führt, dass die Weiterführung des Netzes auch betriebswirtschaftlich in Frage gestellt wird.

Interessenskonflikt
Betriebswirtschaft
und Klimaschutz

Die Auswahl und Bewertung der Optionen wurde im Rahmen von zwei Workshops mit der Werkkommission und der Umweltkommission diskutiert und angepasst. Die Kommissionen stimmten der oben dargestellten Bewertung mit grossen Mehrheiten zu.

Zustimmung der
Werkkommission
und der Umwelt-
kommission

5. Beantwortung konkreter Fragen

Im Rahmen dieses Kapitels werden die Fragen beantwortet, welche beim Antrag zur Umwandlung der Motion in ein Postulat aufgeworfen wurden.

5.1 Potenzial erneuerbare Gase

Frage

Welche Potenziale bestehen für erneuerbare Gase in Wetzikon?

Begriff

Erneuerbare Gase umfassen Biogas und erneuerbare synthetische Gase.

Biogas entsteht bei der Vergärung von Biomasse. Dabei entsteht Biogas mit einem Methangehalt von etwa 60 Prozent. Ein Aufbereitungsprozess erhöht den Methangehalt auf mindestens 96 Prozent. Das resultierende Gas nennt man in Fachkreisen «Biomethan», in der Öffentlichkeit und im Rahmen dieses Berichtes jedoch auch Biogas. Der grösste Anteil von Biogas in der Schweiz stammt von der Abwasserreinigung (Vergärung des Abwassers), von landwirtschaftlichen Anlagen (Hofdünger mit Co-Substraten) und von gewerblich-industriellen Anlagen (grösstenteils organische Abfälle aus Haushalten, Restaurants und Gewerbebetrieben der Nahrungsmittelbranche).

Biogas aus Vergä-
rung von Biomasse

Erneuerbare synthetische Gase sind Gase wie Wasserstoff und Methan, die synthetisch mit erneuerbarem Strom hergestellt werden. Abbildung 13 zeigt dazu eine grobe Übersicht: Mit erneuerbarem Strom und Wasser wird mittels Elektrolyse in einem ersten Schritt Wasserstoff hergestellt. Dieser somit erneuerbare Wasserstoff kann direkt eingesetzt (energetisch in der Industrie oder Mobilität oder auch stofflich in der Industrie) oder ins Gasnetz eingespeist werden. Alternativ dient der Wasserstoff als Ausgangsstoff, um mithilfe von Kohlendioxid (CO₂) erneuerbares Methan herzustellen. Dieses kann ins Netz eingespeist oder auch direkt genutzt werden (z.B. über eine Tankstelle oder einer Wärmekraftkopplungsanlage vor Ort).

Synthetisches Methan aus Strom und CO₂

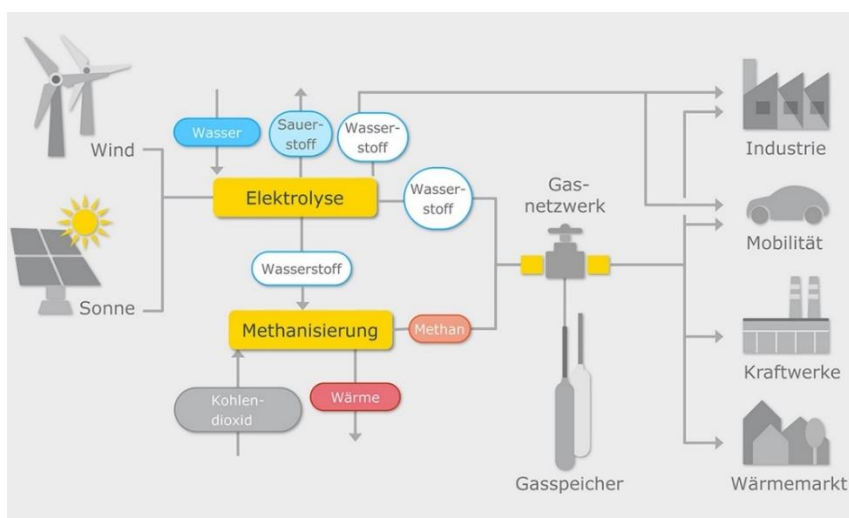


Abbildung 13: Grobe Übersicht erneuerbare synthetische Gase (Quelle: gasunie)

Wie in der Box in Kapitel 4.2 beschrieben, liegt das Potenzial an inländischen erneuerbaren Gasen bei rund 15 bis 30% des heutigen Gasverbrauchs (10 bis 15% Biogas, 5 bis 15% erneuerbares synthetisches Methan).

Inländisches Potenzial von rund 15-30%

Methode zur Erhebung des Potenzials an erneuerbaren Gasen in Wetzikon

Basis für die Erhebung des Potenzials für erneuerbare Gase ist einerseits die Schätzung der Biogasproduktion und andererseits die Schätzung des Potenzials für erneuerbares synthetisches Gas auf der Basis des Gesamtpotenzials an erneuerbarem Strom in der Stadt. Bei der Biogasproduktion wird angenommen, dass die bestehende Produktion der ARA (zu 80% Substrate aus Wetzikon) beibehalten wird. Der Energieplan von Wetzikon weist für Wetzikon und Hinwil zusammen ein zusätzliches Potenzial an Energieholz von rund 4 GWh aus. Wird das zusätzliche Potenzial für Altholz grob abgeschätzt¹⁷ ergibt sich ein zusätzliches Potenzial von rund 2 GWh für Wetzikon. Wie in der Box auf Seite 26 beschrieben, soll Holz so effizient wie möglich genutzt werden, weshalb der Fokus auf der direkten

Basis: Biogas und Potenzial erneuerbarer Strom

¹⁷ Schweizer Potenzial nach Bevölkerung auf Wetzikon heruntergebrochen, Quelle für Schweizer Potenzial: Erni, M.; Thees, O.; Lemm, R. (2017): Altholzpoteziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Ergebnisse einer Vollerhebung. WSL Ber. 52: 68 S.

Wärmeverbrennung zur Wärmeproduktion und der kombinierten Wärme- und Stromproduktion liegt. Daher wurde angenommen, dass weder Energieholz noch Altholz zur Biogasproduktion eingesetzt werden.

Die Erhebung des Wetziker Potenzials an synthetischen Gasen basiert auf der Annahme, dass der in Wetzikon produzierte Strom prioritär zur Deckung des Stromverbrauchs in Wetzikon genutzt wird und ein allfälliger Überschuss für die Produktion von erneuerbaren Gasen eingesetzt wird. Die Analyse ist eine eher theoretische Betrachtung, da Wetzikon über das Stromnetz eng mit den übrigen Verbrauchern und Produzenten im Kanton Zürich und der Schweiz verbunden ist. Um dennoch ein Gefühl für die Grössenordnung der möglichen Energiemengen zu geben, wird als Gedankenspiel Wetzikon als unabhängige «Strominsel» betrachtet. Zudem wird vereinfacht davon ausgegangen, dass auch genügend CO₂ zur Verfügung steht, um aus erneuerbarem Wasserstoff Methan herzustellen.

Gedankenspiel
Strominsel Wetzikon

Für das Gesamtpotenzial an erneuerbarem Strom wurde angenommen, dass die bestehende Produktion an Wasserkraft in etwa stabil bleibt. Bei der Photovoltaik wurden fünf verschiedene Szenarien berücksichtigt. Das mittlere Szenario geht von einem Ausbau gemäss den neuen Energieperspektiven 2050+ des Bundes aus – skaliert auf die Wetziker Bevölkerung. Die übrigen vier Szenarien stammen von sonnendach.ch, einer Analyse des Potenzials der Wetziker Dächer und Fassaden. Allen Szenarien gemeinsam ist, dass sie von einem extremen Ausbau ausgehen, in etwa einer Verzwanzig- bis Verdreissigfachung der heutigen Produktion (siehe Tabelle 4 für alle Annahmen).

Strom: Wasserkraft
sowie starker Ausbau Photovoltaik

Parameter	Wert	Quelle / Kommentar
Biogasproduktion 2050	2 GWh	maximale heutige Produktion (80% städtisch)
Wasserkraft 2050	0.4 GWh	heutige Produktion, Annahme stabil
Photovoltaikstrom 2019	4 GWh	Heutige Produktion, Energiecontrollingbericht
Photovoltaikstrom 2050	94 - 133 GWh	Mittleres Szenario gemäss Energieperspektiven 2050+ des Bundes ¹⁸ (Ausbau Photovoltaik auf Wetziker Bevölkerung gerechnet), 4 weitere Szenarien gemäss sonnendach.ch (Auszug für Stadt Wetzikon – Szenarien unterscheiden sich im Ausmass des Ausbaus auf allen geeigneten Dächern bzw. Fassaden).
Stromverbrauch 2020	118 GWh / a	Stadtwerke Wetzikon
Stromverbrauch 2050	145 GWh / a	Annahme, dass sich Wetziker Stromverbrauch gleich entwickelt wie der Schweizer Stromverbrauch gemäss Energieperspektiven des Bundes (relativ zur Bevölkerung)
Gasverbrauch heute	130 GWh	
Umwandlungsverlust Strom zu Gas (Brennwert)	37%	EBP (2019). Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich

Tabelle 4: Annahmen der Potenzialanalyse von erneuerbaren Gasen in Wetzikon

¹⁸ Bundesamt für Energie (2020): Energieperspektiven 2050+: Kurzbericht

In einem nächsten Schritt werden die Solarstromproduktion und der Stromverbrauch der Gemeinde in einer stündlichen Auflösung übereinandergelagt. In allen Szenarien wird der erzeugte Strom prioritär direkt verbraucht. Der Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht in derselben Stunde verbraucht werden kann, wird in einer ersten Betrachtung zur Erzeugung von synthetischen erneuerbaren Gasen verwendet. In einer weiteren Betrachtung wird davon ausgegangen, dass kurzfristige Speicher zur Verfügung stehen (stationäre Batterien, Batterien in Elektrofahrzeugen, etc.), welche den Strom aus Photovoltaik 24 Stunden speichern können. So wird nur derjenige Strom in erneuerbare Gase verwandelt, der innerhalb von 24 Stunden nicht in der Stadt verbraucht werden kann. In einer letzten Betrachtung wird die Perspektive auf eine Woche ausgedehnt.

Stunden-, Tages- und Wochenbetrachtung

Resultat: Theoretische Potenziale

Abbildung 14 zeigt das theoretische Potenzial der Produktion von erneuerbarem Gas (Biogas und synthetisches Gas) in Wetzikon bei einem extremen Ausbau der Photovoltaik bis ins Jahr 2050. Die Antennen geben jeweils den maximalen bzw. minimalen Wert der betrachteten Szenarien zum Ausbau der Photovoltaik an.

Theoretisches Potenzial der «Strominsel» Wetzikon

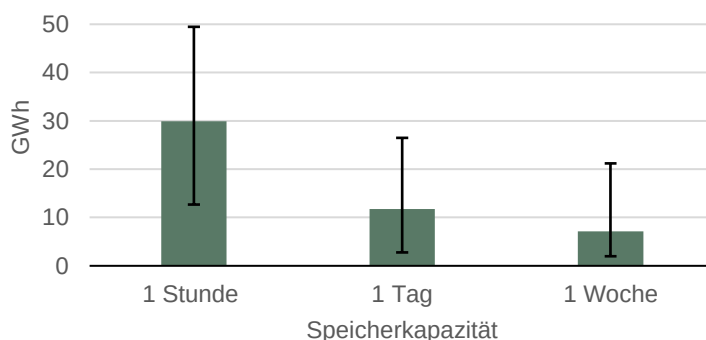


Abbildung 14: Theoretisches Potenzial von erneuerbarem Gas in Wetzikon mit der Annahme unterschiedlichen kurzfristigen Speicherkapazitäten im Jahr 2050 (der Balken zeigt das Szenario der Energieperspektiven 2050+ des Bundes, die Antennen die Bandbreiten der verschiedenen Potenziale von sonnendach.ch).

Ohne kurzfristige Speicher beträgt das Potenzial rund 30 GWh pro Jahr (ca. 23% des heutigen Gasverbrauches). Geht man realistischerweise davon aus, dass kurzfristig Strom mit Batterien gespeichert wird, sinkt dieses Potenzial auf 12 GWh (9%) bei einer Speicherung bis zu einem Tag und 7 GWh (5% des heutigen Verbrauchs) bei einer Speicherung über eine Woche. Mit Speichermedien sinkt das Potenzial deutlich.

theoretisches Potenzial < 10% bei realistischen Annahmen von Speicherkapazitäten

Es ist nochmals zu betonen, dass dies eine recht theoretische Betrachtung ist. Die Analyse mit der stündlichen Auflösung und einer Speicherkapazität von nur einer Stunde hat beispielsweise ergeben, dass in einem solchen Fall während rund 2'000 Stunden pro Jahr in Wetzikon ein Überschuss bestehen würde. Bei realistischeren Annahmen von mehr Speicherkapazität (oder Austausch mit anderen Gemeinden), wäre die Anzahl nochmals tiefer. Die Kosten für die Gasproduktion sind jedoch bei solch kapitalintensiven Anlagen bei tiefen Volllaststunden sehr hoch. Erst ab etwa einer Stundenzahl von 3'000 bis 4'000 sinken die Gestehungskosten auf ein

für wirtschaftliches Potenzial diverse zusätzliche Faktoren zu berücksichtigen

deutlich tieferes Niveau, dass kaum mehr mit einer Erhöhung der Anzahl Stunden gesenkt werden kann¹⁹.

5.2 Transformationsplanung

Frage

Wie kann eine sorgfältige Transformationsplanung an die Hand genommen werden? Und welche Rolle können Blockheizkraftwerke und Spitzenlastabdeckungen dabei spielen?

Antwort

Die Wetziker Bevölkerung hat sich Ende 2020 in einer Volksabstimmung sehr klar dafür ausgesprochen, dass die Wärme- und Kälteversorgung der Stadt möglichst auf der Fernwärme der KEZO, der ARA und weiteren erneuerbaren Energiequellen basieren soll. Die Transformation des Gasnetzes ist Hand in Hand mit der Planung der Wärme- und Kältenetze zu planen.

Gas integral im Kontext der Wärmeversorgung betrachten

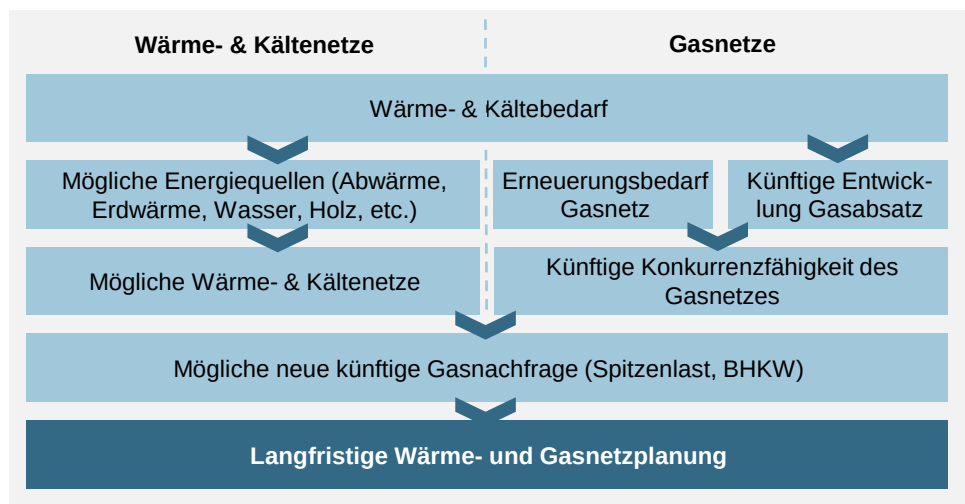


Abbildung 15: Elemente zur Erarbeitung einer langfristigen Wärme- und Gasnetzplanung

Wichtige Elemente einer solchen Planung sind in Abbildung 15 dargestellt und werden nachfolgend erläutert:

Wichtige Elemente einer Planung

- **Wärme & Kältebedarf:** Als Basis für die Planung muss der geographisch differenzierte Wärme- und Kältebedarf auf Wetziker Stadtgebiet bekannt sein, sowohl für heute als auch geschätzt für die Zukunft. Daraus resultiert eine Nachfragedichte, welche eine erste Einschätzung der Eignung für Wärme- und Kältenetze bieten kann.
- **Mögliche Energiequellen:** Als prioritäre Energiequellen sind die KEZO und die ARA bereits bezeichnet. Zu möglichen weiteren Quellen gehören weitere Abwärmequellen, Erdwärme und Grundwasser.

¹⁹ EBP (2019). Die Zukunft der Gas-Infrastruktur im Metropolitanraum Zürich

- *Mögliche Wärme- & Kältenetze*: Auf der Basis des Bedarfs und möglicher Quellen sollen diejenigen Gebiete identifiziert werden, welche wirtschaftlich durch Energieverbünde zu erschliessen wären und welche Energiequellen (Temperaturniveau) dabei zum Einsatz kommen könnten. Der Fokus liegt in Wetzikon gemäss Volksabstimmung auf der Nutzung der Abwärme der KEZO und der ARA und weiteren erneuerbaren und alternativen Energiequellen.
- *Erneuerungsbedarf Gasnetz*: Parallel zur Beurteilung des Potenzials für Wärme- und Kältenetze muss auch das Gasnetz betrachtet werden. Eine wichtige Basisinformation ist dabei der zeitliche Erneuerungsbedarf des Gasnetzes über die nächsten Jahrzehnte.
- *Künftige Entwicklung Gasabsatz*: Um abzuschätzen, wo langfristig das Gasnetz noch rentabel betrieben werden kann, sollte die künftige Entwicklung des Absatzes geographisch differenziert abgeschätzt werden, in Abhängigkeit der geplanten Wärmenetze und vorhandenen Alternativen (z.B. Erdwärme).
- *Künftige Konkurrenzfähigkeit des Gasnetzes*: Auf der Basis des Erneuerungsbedarfs und der künftigen Absatzentwicklung kann die künftige Konkurrenzfähigkeit des Gasnetzes abgeschätzt werden. Dies legt eine wichtige Grundlage für den Entscheid zur Stilllegung von Netzgebieten.
- *Mögliche neue Gasnachfrage*: Das künftige Gasnetz kann sich auch an einer Nachfrage orientieren, die heute noch nicht besteht, so zur Spitzenlastabdeckung oder Redundanz von thermischen Netzen, zum Betrieb von Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen oder Tankstellen. Solche künftigen Nutzungen sind zu identifizieren.
- *Langfristige Wärme- und Gasplanung*: Auf der Grundlage aller vorherigen Elemente kann eine langfristige Wärme- und Gasplanung erarbeitet werden, welche ein Zielbild für die künftigen Netze darstellt.

Einzelne dieser Vorgehenselemente stehen für Wetzikon bereits zur Verfügung. So wurden der Wärmebedarf und die Energiequellen im Rahmen der Energierichtplanung erhoben. Für eine sorgfältige Transformationsplanung sind sie mit den übrigen Elementen zu ergänzen und zu kombinieren.

Einige Elemente bestehen bereits

5.3 Gestrandete Investitionen

Frage

Wie können gestrandete Investitionen vermieden oder vermindert werden?

Begriff

Vermögenswerte sind gestrandet, wenn sie von unvorhergesehenen oder vorzeitigen Abschreibungen, Abwertungen oder Schuldumwandlungen betroffen sind.

Antwort

Die oben skizzierten Elemente eines Vorgehens für eine langfristige Wärme- und Gasplanung tragen dazu bei, gestrandete Investitionen zu vermeiden oder zu vermindern. Durch die langfristige Planung werden frühzeitig Netzgebiete ermittelt, welche langfristig nicht mehr konkurrenzfähig sind. Entsprechend können Ersatzinvestitionen nicht getätigt und Gebiete stillgelegt werden. Auch führt die langfristige Planung dazu, dass Eigentümer früh genug über künftige Stilllegungen informiert werden können und ihrerseits keine gestrandeten Investitionen mehr tätigen.

Wärme- und Gasplanung als geeignetes Instrument

Weitere Hinweise

Zudem stellt sich die Frage, welche weiteren Handlungsoptionen den Stadtwerken bei frühzeitigen Stilllegungen zur Verfügung stehen. Dabei sind zwei Themen zu unterscheiden, nämlich

Schnellere Abschreibungen und ihre Anrechenbarkeit bei den Tarifen

- a) die Vermeidung von ausserordentlichen Abschreibungen durch die Verkürzung der Lebensdauer oder degressive Abschreibungen, sowie
- b) die Anrechenbarkeit solcher Massnahmen in den Netznutzungstarifen.

Werden die Leitungen schneller abgeschrieben, ist dies direkt erfolgswirksam und schmälert den Unternehmensgewinn. Als Gegenmassnahme könnten die höheren Abschreibungen den Kunden überwältzt werden, indem die Tarife erhöht werden. In den folgenden Abschnitten wird beleuchtet, welche (rechtlichen) Grundlagen heute zu diesen beiden Themen bestehen.

Heutige Grundlagen zu Abschreibungen: Die Stadtwerke Wetzikon sind eine Verwaltungsabteilung der Stadt Wetzikon. Daher gelten auch für die Stadtwerke die Vorgaben des Kantons für den Finanzhaushalt der Gemeinden. Im entsprechenden Handbuch²⁰ hält der Kanton fest, dass für die planmässige Abschreibungen, vorbehältlich der Anwendung von Branchenregelungen, eine Nutzungsdauer von 50 Jahren für Kanal- und Leitungsnetze gilt (Kapitel 3.1). Spezifisch definiert der Kanton im Handbuch auch, dass die Nutzungsdauer nachträglich geändert werden kann, «wenn ersichtlich ist, dass die Restnutzungsdauer [...] nicht erreicht werden kann (Schätzungsänderung)» [...] Bei der Schätzungsänderung wird zum Zeitpunkt der Änderung der Restbuchwert der Anlage über die neue, verkürzte Restnutzungsdauer abgeschrieben, so dass nach Ablauf der Restnutzungsdauer der Restbuchwert null resultiert. Dadurch werden die planmässigen Abschreibungen der Folgeperioden erhöht.» (Kapitel 3.3.2). In der Buchhaltung gilt generell das Vorsichtsprinzip, wonach Anlagen werthaltig sein müssen. Bei einer koordinierten Stilllegung von (Teil-)Netzgebieten ist damit eine schnellere oder frühzeitige Abschreibung legitim und angebracht. Beschliesst somit die Stadt Wetzikon, Netzgebiete vor dem Ende der Abschreibungsdauer stillzulegen, kann sie auf der Basis dieser Regelung die Abschreibungsdauer verkürzen. Damit erhöhen sich in den nächsten Jahrzehnten die Abschreibungen.

Abschreibungen: Regeln heute

²⁰ Kanton Zürich. Direktion der Justiz und des Innern. Gemeindeamt. Handbuch über den Finanzhaushalt der Zürcher Gemeinden. Version vom 1. April 2018.

Heutige Grundlagen zur Anrechenbarkeit in den Netznutzungstarifen: Heute orientieren sich die meisten Gasversorger zur Berechnung der Netznutzungsentgelte an den Branchenstandards, die den Stellenwert von Empfehlungen haben. Eine Studie zu den regulatorischen Aspekten zu vorzeitigen Stilllegungen²¹ zeigte 2019 auf, dass die Handhabung von vorzeitigen Stilllegungen in den bestehenden Branchendokumenten²² nicht geregelt ist. Diese geben vor, dass die kalkulatorischen Abschreibungen linear über die Nutzungsdauer auf Basis der Anschaffungswerte erfolgen sollen. Die Abschreibungsdauer muss nach einheitlichen Grundsätzen schriftlich in unternehmensinternen Richtlinien festgelegt sein. Die empfohlene Nutzungsdauer beträgt beispielsweise 50 Jahre für Rohrleitungen oder 15 Jahre für elektrische Anlageteile. Von diesen Werten kann in begründeten Fällen abgewichen werden. In der Praxis gelten Kosten aus vorzeitigen Stilllegungen (also ausserordentliche Abschreibungen) sowie Rückbaukosten als grundsätzlich anrechenbare Netzkosten unter der «cost+» Praxis. So ist hier zu prüfen, ob ein entsprechender Entscheid der Stadt zur Stilllegung es im Rahmen des Branchenstandards in jedem Fall ermöglicht, eine verkürzte Abschreibungsdauer auch in der Berechnung ihrer Tarife abzubilden und die höheren Kosten damit auf die Gaskundschaft zu überwälzen.

Anrechenbarkeit
heute gemäss
Branchenstandard

Der Preisüberwacher ist unter anderem bei der Gasversorgung für eine Preisbeurteilung zuständig. Seine Kompetenzen unterscheiden sich je nachdem danach, wer über die Preise beschliesst. Beschliesst wie in der Stadt Wetzikon der Stadtrat als Exekutive einer Gemeinde über die Tarife (Art. 14 Preisüberwachungsgesetz), muss sie den Preisüberwacher konsultieren. Der Preisüberwacher kann beantragen, einen Preis zu senken oder nicht zu erhöhen. Falls die Stadt in der Folge vom Antrag des Preisüberwachers abweicht, muss sie begründen, inwieweit und wieso. Falls der Gasversorger die Tarife festlegt (Art. 6 ff. Preisüberwachungsgesetz) und der Preisüberwacher zu hohe Preise feststellt, strebt er eine einvernehmliche Regelung an. Falls dies nicht gelingt, kann der Preisüberwacher über die Preise verfügen.

Rolle Preisüberwacher

Es ist die gesetzliche Aufgabe des Preisüberwaches, missbräuchliche Preise zu verhindern oder zu beseitigen. Beschliesst eine Gemeinde, aufgrund der geplanten Stilllegung rascher abzuschreiben, ist die Grundhaltung des Preisüberwachers, dass diese Zusatzkosten von der Allgemeinheit zu tragen sind. Die gebundenen Gaskunden sollen dafür nicht übermässig zur Kasse gebeten werden. Die Beurteilung des Preisüberwachers basiert auf diversen Elementen. So ist beispielsweise relevant, wie hoch die Preise im Vergleich zu anderen Gemeinden und Vergleichsmärkten sind oder welche besonderen Marktverhältnisse vorliegen. Sind die Preise bereits tief, weil die Gemeinde bei der Gewinnerwartung oder den Konzessionsgebühren zurückhaltend ist, wird dies anders bewertet, als wenn bereits maximal abgeschöpft wird. Ebenso wird berücksichtigt, inwieweit der Versorger die Tarifierhöhung in eine langfristig abgestimmte Strategie zum

Haltung Preisüberwacher

²¹ Bundesamt für Energie (2019): Studie zu den regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzen. EVU Partners.

²² Nemo-Manual: Branchen-Standard für die Ermittlung von Netznutzungsentgelten in lokalen Erdgasnetzen / Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz.

Umgang mit dem Gasnetz einbettet. Konkret für den Fall der Stadt Wetzikon sind in diesem Zusammenhang die aktuell sehr günstigen Preise zu berücksichtigen (siehe Abbildung 9 auf Seite 13).

Künftige Grundlagen zu Abschreibungen und zur Anrechenbarkeit: Künftig werden vermutlich das Gasversorgungsgesetz und die entsprechende Verordnung die relevante Grundlage zu den Abschreibungen und ihrer Anrechenbarkeit bilden. Der Vernehmlassungsentwurf beinhaltete hierzu noch keine Vorgabe. Während des Abschlusses des Gesetzesentwurfes liess das Bundesamt für Energie 2019 jedoch in einer Studie die regulatorischen Aspekte zu vorzeitigen Stilllegungen analysieren. In der Studie werden verschiedene Optionen betrachtet, um in einem neuen Gasversorgungsgesetz mit ausserordentlichen Abschreibungen umzugehen. Dazu gehören:

- Vermeidung (a) Verkürzung der Lebensdauer oder b) degressive Abschreibungen) und
- Anrechenbarkeit (a) keine Anrechnung, b) direkte Anrechnung, c) Bildung von Rückstellungen und d) eine Abgeltung via WACC.

Welche Optionen der Bundesrat vorsieht, sollte im Lauf des Jahres 2021 klar werden, wenn er die Botschaft an das Parlament überweist. Welche Option schliesslich in Kraft gesetzt wird, ergibt sich aus der parlamentarischen Beratung und allfälligen Volksabstimmung. So ist künftig der Umgang mit vorzeitigen Stilllegungen noch unklar.

Künftige Regeln in Gasversorgungsgesetz und der entsprechenden Verordnung

Vorschlag des Bundesrats im Laufe des Jahres 2021 erwartet

2021/45 8.02.03 Projekte
Umsetzungsvorschlag Fernwärme, Festsetzung Projektorganisation

Beschluss Stadtrat

1. Die Projektorganisation für die Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags zum Gegenvorschlag zur Fernwärmeinitiative wird gemäss den vorliegenden Projektanträgen und den ergänzenden Ausführungen festgesetzt.
2. Die Geschäftsbereichsleiterin Alter, Soziales + Umwelt wird mit der Gesamtprojektleitung und dem periodischen Reporting zuhanden des Stadtrats beauftragt.
3. Die Projektkosten für die Jahre 2022 und 2023 sind in die jeweiligen Budgets einzustellen.
4. Die Stadtkanzlei wird beauftragt, die Öffentlichkeit mit einer Medienmitteilung über diesen Beschluss zu informieren.
5. Öffentlichkeit des Beschlusses:
 - Der Beschluss ist per sofort öffentlich.
6. Mitteilung durch Abteilung Umwelt an:
 - Zweckverband Kehrrechtverwertung Zürcher Oberland KEZO, Wildbachstr. 2, 8340 Hinwil, sekretariat@kezo.ch
7. Mitteilung durch Sekretariat an:
 - Umweltkommission (Sekretariat)
 - Werkkommission (Sekretariat)
 - Geschäftsbereich Alter, Soziales + Umwelt
 - Stadtwerke
 - Geschäftsbereich Bau + Infrastruktur
 - Stadtschreiberin
 - Rechtskonsulentin
 - Fachperson Kommunikation
 - Geschäftsbereich Finanzen + Immobilien
 - Parlamentsdienste (zuhanden Parlament)

Ausgangslage

Die Stimmberechtigten stimmten am 29. November 2020 dem Gegenvorschlag zur Fernwärmeinitiative zu und beauftragten damit den Stadtrat

- sich für eine Wärme- und Kälteversorgung einzusetzen, welche möglichst auf Fernwärme des Zweckverbands Kehrrechtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) basiert und weitere erneuerbare und alternative Energiequellen berücksichtigt (neuer Art. 33a Gemeindeordnung).

- Varianten für einen Umsetzungsvorschlag zu prüfen und diesen spätestens drei Jahre nach Annahme des Gegenvorschlags (bis 29.11.2023) dem Parlament vorzulegen (neuer Art. 51 Gemeindeordnung, Ziffer 1.1).
- spätestens zwei Jahre nach Verabschiedung des Umsetzungsvorschlags durch das Parlament diesem beziehungsweise den Stimmberechtigten einen zur Umsetzung notwendigen Rahmenkredit zu beantragen (neuer Art. 51 Gemeindeordnung, Ziffer 1.2).

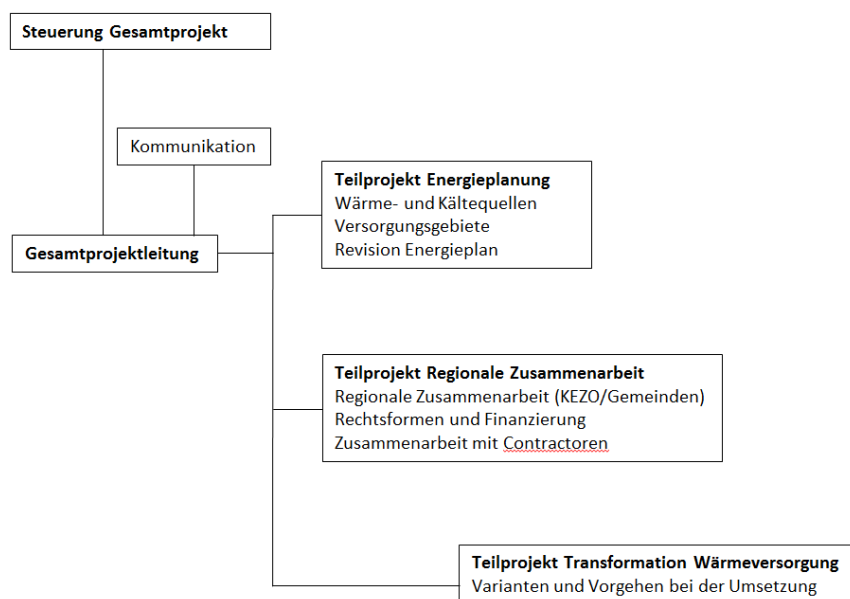
Projekthinhalte

Im Projekt sind gemäss Auftrag der Stimmberechtigten diverse Inhalte zu bearbeiten:

1. Erarbeitung von Varianten für die Umsetzung des Gegenvorschlags unter Berücksichtigung folgender Aspekte
 - Klärung aller im Rahmen der Festlegung von Art. 33a der Gemeindeordnung zur Verfügung stehenden Wärme- und Kältequellen (erneuerbar/alternativ)
 - Festlegung der verschiedenen Wärme-/Kälteversorgungsgebiete (Anpassung des Energieplans an die Vorgaben von Art. 33a der Gemeindeordnung)
 - Vorgehensvorschlag für die Transformation der Wärmeversorgung gemäss den Vorgaben der Gemeindeordnung und der übergeordneten Entwicklungen und Rahmenbedingungen
 - Anpassung der regionalen Energieplanung an die Nutzung von KEZO-Fernwärme
 - Vorschläge für eine regionale Zusammenarbeit zwischen der KEZO und den an Fernwärme interessierten Gemeinden
 - Vorschläge für mögliche Rechtsformen für die Fernwärmeversorgung ab der KEZO inkl. Finanzierungsvarianten
 - Klärung der Zusammenarbeit mit am Markt aktiven Contractoren
2. Erarbeitung des konsolidierten Umsetzungsvorschlags zuhanden des Parlaments
3. Abschätzung der Kosten und der Finanzierung für diesen Umsetzungsvorschlag

Projektorganisation

Aufgrund des breiten Projekthinhalts und der beschränkten Zeitspanne für die Erarbeitung des Umsetzungsvorschlags ist eine Aufteilung in Teilprojekte sinnvoll, um die verschiedenen Aspekte thematisch gruppiert parallel zu bearbeiten:



Der Stadtrat steuert das gesamte Projekt. Zu diesem Zweck wird ein trimesterweises Reporting erstellt, welches auch an die Umwelt- und an die Werkkommission geht. Damit kann der Stadtrat seine Steuerungsfunktion jederzeit zeitnah wahrnehmen und allenfalls notwendige Korrekturen im Projekt veranlassen.

Die operative Gesamtprojektleitung wird durch die Geschäftsbereichsleiterin Alter, Soziales und Umwelt wahrgenommen. In den Teilprojekten werden externe Fachpersonen zugezogen wie auch interne Fachleute aus der Stadtverwaltung.

Teilprojekt Energieplanung

Gemäss dem neuen Auftrag in der Gemeindeordnung (Art. 33a) ist ein Vorschlag für die Wärme- und Kälteversorgung der Stadt Wetzikon zu erarbeiten, der möglichst auf Fernwärme des Zweckverbands Kehrrechtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) basiert und weitere erneuerbare und alternative Energiequellen berücksichtigt. Der heutige Energieplan der Stadt Wetzikon genügt diesen neuen Vorgaben nicht. Es soll deshalb ein Vorschlag für eine Revision des Energieplans erarbeitet werden, welcher die neuen Vorgaben erfüllt.

Die Leitung der Projektarbeit soll gemeinsam einer internen Projektleitung aus der Stadtverwaltung und einem externen Fachbüro übertragen werden.

Teilprojekt Regionale Zusammenarbeit

Gemäss Art. 33a Gemeindeordnung ist eine Wärme- und Kälteversorgung anzustreben, welche wesentlich auf Fernwärme ab der Kehrrechtverbrennungsanlage KEZO Hinwil basiert. Damit ist es angezeigt, bezüglich der Wärmenutzung ab der KEZO eine regionale Zusammenarbeit anzustreben, in welcher der Zweckverband KEZO und weitere an einer Fernwärmeversorgung interessierte Gemeinden einbezogen werden.

Es sind insbesondere Vorschläge für Organisationsstrukturen/Rechtsformen für eine regional organisierte Fernwärmeversorgung inkl. möglicher Finanzierungsvarianten zu erarbeiten.

Die Leitung der Projektarbeit soll gemeinsam einer internen Projektleitung aus der Stadtverwaltung und einem oder mehreren externen Fachbüros übertragen werden.

Teilprojekt Transformation Wärmeversorgung

Zur Umsetzung von Art. 33a Gemeindeordnung ist ein Plan für eine Transformation der heutigen, noch grossmehrheitlich auf fossilen Energieträgern beruhenden Wärmeversorgung zu einer zukünftigen auf Fernwärme (aus KEZO und ARA) und weiteren nicht fossilen Energieträgern basierenden Wärme- und Kälteversorgung zu erstellen. Die Projektarbeit berücksichtigt die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen auf Ebene Bund und Kanton und die Dauer von mehreren Jahrzehnten bis zur Zielerreichung. Sie berücksichtigt die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der heutigen Gasversorgung mit dem Ziel einer Minimierung von allfälligen gestrandeten Investitionen bei der Gasversorgung und den Investitionen der Gasbezüger/innen und gewährleistet eine optimale Koordination mit planerischen Vorgaben und Projekten der Stadt.

Die Leitung der Projektarbeit soll gemeinsam einer internen Projektleitung aus der Stadtverwaltung und einem externen Fachbüro übertragen werden.

Kosten

Die Projektkosten belaufen sich für die Jahre 2021 bis 2023 gesamthaft auf 325'000 Franken (vorbehaltlich der konkreten Offerten der beizuziehenden Fachbüros), davon 310'000 Franken für Honorare für externe Fachexpert/innen. Im Budget 2021 sind dafür im Konto 5622.3232, Energie 100'000 Franken eingestellt. Zusätzlich ist gesamthaft mit Sachkosten von 15'000 Franken zu rechnen, welche in verschiedenen Konti anfallen.

Erwägungen

Das Projekt einer Transformation der heutigen, noch grossmehrheitlich auf fossilen Energieträgern beruhenden Wärmeversorgung der Stadt zu einer im Wesentlichen auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Wärme- und Kälteversorgung gemäss den Vorgaben von Art. 33a Gemeindeordnung ist ein Generationenprojekt, welches sich inhaltlich und vom Zeitrahmen her sehr gut in das bundesrätliche Ziel einer klimaneutralen Schweiz bis 2050 einfügt. Gemäss Auftrag der Stimmberechtigten vom 29. November 2020 sollen dazu mögliche Varianten geprüft und ein Umsetzungsvorschlag zuhanden des Parlaments vorgelegt werden.

Das Projekt ist komplex, mit diversen zu bearbeitenden Teilaspekten, welche am Ende zu einem umsetzungsfähigen Vorgehensvorschlag zusammengefügt werden sollen. Der für ein so komplexes Projekt zur Verfügung stehende Zeitrahmen von drei Jahren ist kurz und macht eine Bearbeitung in mehreren zeitlich parallel laufenden Teilprojekten notwendig. Die fachlichen Inhalte der Teilprojekte sollen jeweils von externen, spezialisierten Fachbüros erarbeitet und von einer Projektgruppe aus internen Fachspezialist/innen aus der Stadtverwaltung und allenfalls weiteren externen Fachspezialist/innen begleitet werden.

Die Projektsteuerung wird durch den Gesamtstadtrat wahrgenommen, unterstützt durch die beiden zuständigen beratenden Fachkommissionen (Umwelt- und Werkkommission). Der Kommunikation gegenüber der interessierten Öffentlichkeit über die Projektinhalte und den Fortgang der Projektarbeit wird das notwendige Gewicht beigemessen.

Der Stadtrat nimmt Kenntnis von den geschätzten Projektkosten. Die Tranche für die Projektbearbeitung 2021 ist im Budget 2021 eingestellt. Die weiteren Kosten sind bei der Budgeterstellung 2022 und 2023 zu berücksichtigen.

Für richtigen Protokollauszug:

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Buri', is positioned above the printed name.

Stadtrat Wetzikon

Martina Buri, Stadtschreiberin

2021/6 0.04.05.03 Postulat
Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Bericht und Antrag (Parlamentsgeschäft 19.04.08)

Beschluss Umweltkommission

1. Dem Stadtrat wird beantragt, Bericht und Antrag zum Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zu genehmigen.
2. Öffentlichkeit des Beschlusses:
 - Der Beschluss ist nach Beschlussfassung durch den Stadtrat öffentlich.
3. Mitteilung durch Sekretariat an:
 - Stadtrat (als Antrag)
 - Werkkommission (Sekretariat, zum Mitbericht)
 - Abteilung Umwelt
 - Stadtwerke
 - Geschäftsbereich Bau + Infrastruktur
 - Parlamentsdienste (zuhanden Parlament)

Erwägungen

Das Ressort Tiefbau + Energie unterbreitet der Umweltkommission Bericht und Antrag zum Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Antragstellung an den Stadtrat.

Antrag

Der Stadtrat beantragt dem Parlament, es möge folgenden Beschluss fassen:
(Zuständig im Stadtrat Pascal Bassu, Ressort Tiefbau + Energie)

Dem Bericht des Stadtrats wird zugestimmt und das Postulat "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" abgeschrieben.

Bericht

Ausgangslage

Das Parlament hat dem Stadtrat am 19. März 2020 die in ein Postulat umgewandelte Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Berichterstattung und Antragstellung überwiesen. Es ist gemäss Art. 44 der Geschäftsordnung des Parlaments (GeschO Parlament) eine "Aufforderung an den Stadtrat zu prüfen, ob eine Massnahme in seiner Kompetenz zu treffen oder ob ein Beschluss in der Zuständigkeit der Gemeinde oder des Gemeinderates zu fassen sei". Nach Art. 45 Abs. 4 GeschO Parlament hat der Stadtrat über ein überwiesenes Postulat innert neun Monaten Bericht zu erstatten und Antrag zu stellen. Die vom Parlament mit Beschluss vom 31. August 2020 verlängerte Frist läuft am 9. Juni 2021 ab. Mit dem vorliegenden Beschluss ist diese Frist gewahrt.

Der Stadtrat hat demnach zu prüfen, ob ein weiterer Ausbau des Wetziker Gasnetzes gestoppt und keine neuen Gasanschlüsse mehr erstellt werden sollen. In den Erwägungen zum Antrag auf Entgegennahme der Motion als Postulat führten der Stadtrat und die frühere Energiekommission aus, dass das Anliegen des Vorstosses zu wenig umfassend sei, indem sich heute nicht primär die Frage nach einem Stopp des Ausbaus des Wetziker Gasnetzes stelle, sondern vielmehr nach der Planung eines kontrollierten Übergangs von der heutigen fossilen Gasversorgung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung. Der Stadtrat führte aus, dass folgende Fragen im Bericht beleuchtet werden sollen:

- die Vermeidung von gestrandeten Investitionen bei der Gasversorgung und bei der Gaskundschaft,
- die Rolle von Gas bei der Spitzenlastabdeckung von erneuerbaren Wärmeverbünden oder von sogenannten Übergangstechnologien (wie beispielsweise der Einsatz von Gas in Blockheizkraftwerken) und
- die Klärung des Potentials an erneuerbaren Gasen und dessen Einsatz.

Neue Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf die Gasversorgung

Klimaziele und Klimastrategien von Bund und Kanton

Die Schweiz hat sich mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaübereinkommens verpflichtet, bis 2030 ihren Treibhausgasausstoss gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Bis 2050 soll die Schweiz gemäss dem Beschluss des Bundesrats vom Sommer 2019 klimaneutral sein – also nicht mehr Treibhausgase ausstossen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null-Emissionen).

Auch der Regierungsrat des Kantons Zürich hat 2020 beschlossen, die Treibhausgasemissionen möglichst rasch, aber spätestens bis 2050 auf netto null zu senken. Die entsprechende langfristige Klimastrategie und ein Vorgehen zur Dekarbonisierung sollen im 1. Halbjahr 2021 vorliegen.

Mit der im Januar 2021 veröffentlichten langfristigen Klimastrategie der Schweiz zeigt der Bundesrat auf, wie das Ziel Netto-Null CO₂-Emissionen erreicht werden soll. U. a. wird der Gebäudepark bis 2050 keine Treibhausgasemissionen mehr verursachen dürfen. Dies bedeutet, dass bis spätestens in 30 Jahren für die Wärmeversorgung der Gebäude keine fossilen Brennstoffe (Erdgas und Erdöl) mehr eingesetzt werden dürfen. Möglich werden soll dies durch die Bereitstellung der Gebäudewärme mit erneuerbaren Energien bei Neubauten, die energetische Sanierung des bestehenden Gebäudeparks inkl. Ersatz von fossil betriebenen Wärmeversorgungen in bestehenden Bauten mit erneuerbaren Alternativen. Die Ziele werden einerseits mit einer Verschärfung der gesetzlichen Grundlagen (CO₂-Gesetz, eidgenössisches und kantonales Energiegesetz) und andererseits mit Fördermassnahmen erreicht.

Ziele und Rahmenbedingungen in Wetzikon

Am 9. Februar 2020 stimmten die Wetziker Stimmberechtigten dem Rahmenkredit für das neue Förderprogramm 2020 bis 2024 zu, mit welchem energetische Gebäudesanierungen, der Umstieg von fossiler auf erneuerbare Wärmeversorgung und die Produktion von Solarstrom gefördert wird. Mit den Förderbeiträgen bestehen für Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer sehr attraktive Anreize für energetische Gebäudesanierungen und den Umstieg zu einer Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen. Kombiniert mit den Förderbeiträgen des Kantons sind die Massnahmen über die Lebensdauer der Investitionen in den allermeisten Fällen wirtschaftlich. Dies wird den Umstieg von Erdgas und Öl auf erneuerbare Energien wie beabsichtigt beschleunigen und führt in der Konsequenz dazu, dass die Kundschaft der Gasversorgung laufend ausgedünnt wird.

Am 29. November 2020 stimmten die Stimmberechtigten dem Gegenvorschlag zur Fernwärmeinitiative zu, mit welchem der Stadtrat beauftragt wird, einen Umsetzungsvorschlag für eine Wärme- und Kälteversorgung der Stadt Wetzikon zu erarbeiten. Der Vorschlag soll möglichst auf Fernwärme des Zweckverbands Kehrlichtverwertung Zürcher Oberland (KEZO) und der Abwasserreinigungsanlage (ARA) basieren und weitere erneuerbare und alternative Energiequellen berücksichtigen. Mit dem Umsetzungsvorschlag sind demzufolge Szenarien zu erarbeiten, welche mittel- und längerfristig die Möglichkeiten einer Wärmeversorgung ohne fossile Gasversorgung aufzeigen.

Auswirkungen der zukünftigen Rahmenbedingungen auf die Gasversorgung

Die Ziele und Stossrichtungen auf allen staatlichen Ebenen sind dahingehend ausgelegt, dass die Wärmeversorgung in Zukunft ohne fossile Brennstoffe erfolgen wird. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in einem Grundsatzpapier vom Oktober 2019 die künftige Rolle der Gasnetze aus Sicht des Bundes zusammengefasst. Gas wird zwar kurz- und mittelfristig ein wichtiger Energieträger bleiben. Längerfristig muss jedoch der Gasverbrauch aufgrund der Klimaziele deutlich sinken und mit erneuerbaren Gasen (Biogas und synthetische Gase) gedeckt werden. Das inländische Potential für die Erzeugung von Biogas ist jedoch beschränkt (max. 10 – 15 % des heutigen Gasbedarfs). Dies gilt auch für die synthetischen erneuerbaren Gase (max. 5 – 15% des heutigen Gasbedarfs), deren Produktion zudem noch längere Zeit beschränkt ist, weil kaum erneuerbarer Überschussstrom zur Verfügung steht und die wegen der grosse Umwandlungsverluste auf absehbare Zeit noch sehr teuer ist. Die beschränkte Menge an Biogas und synthetischen Gasen soll deshalb in Zukunft nicht für die Wärmeversorgung von Gebäuden, sondern für andere Anwendungen wie Prozessenergie in der Industrie, als Treibstoffe im Schwer- und Langstreckenverkehr und für die Spitzenlastabdeckung in Wärmenetzen zur Verfügung stehen. Niedrig-

temperaturwärme für die Gebäudeheizung soll hingegen aus erneuerbaren Energien (Wärmepumpen und Fernwärme) gewährleistet werden. Die entsprechenden Technologien stehen bereits zur Verfügung.

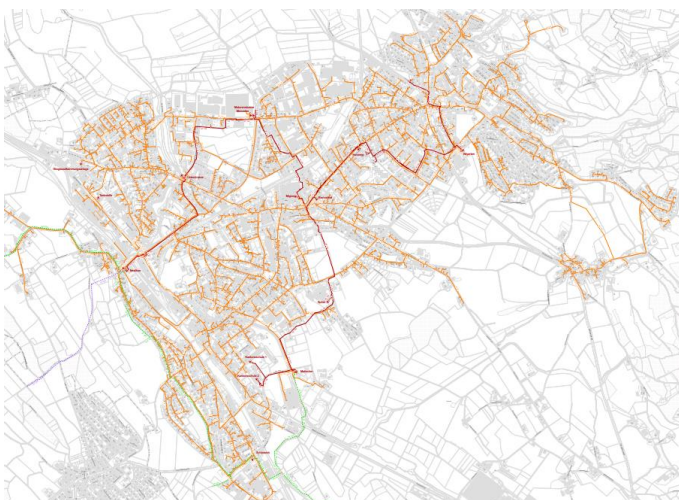
Dies bedeutet für die Gasversorgungen in den Gemeinden und Städten, dass sie sich bis in spätestens 30 Jahren ganz neu ausrichten müssen. Die Geschäftstätigkeit wird nicht mehr die Wärmeversorgung von Gebäuden mit Erd- und Biogas umfassen, sondern die Lieferung von erneuerbaren Gasen für die Spitzenlastabdeckung von Wärmeverbünden und von Prozessenergie für die Industrie. Das künftige Gasnetz muss sich rechtzeitig auf diese Herausforderungen ausrichten und in seiner räumlichen Ausdehnung angepasst werden (so genannte Zielnetzplanung).

Transformation der Gasversorgung

In den Erwägungen zum Antrag auf Entgegennahme der Motion als Postulat führten der Stadtrat und die frühere Energiekommission aus, dass aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen Überlegungen zu einer Transformation der heutigen, mehrheitlich auf fossilem Erdgas beruhenden Gasversorgung zu einer erneuerbaren Wärmeversorgung dringend sind. Die neuen gesetzlichen Vorgaben zur erneuerbaren Wärmeversorgung und die Fördermittel für den Umstieg führen in den nächsten Jahren zu einer laufenden Ausdünnung der belieferten Gaskundinnen und -kunden. Die Amortisations-, Unterhalts- und Betriebskosten der Gasversorgung müssen auf immer weniger Kundinnen/Kunden verteilt werden und führen zusammen mit den steigenden CO₂-Abgaben zu einer laufenden Verteuerung des Heizens mit Gas im Vergleich zu erneuerbaren Konkurrenztechnologien und damit zu einer zusätzlichen Abwanderung der Kundschaft. Angesichts der Tatsache, dass die technische Lebensdauer von Gasleitungen 60 bis 80 Jahre beträgt, besteht Handlungsbedarf für die Wetziker Gasversorgung, um sich den neuen Herausforderungen zu stellen und sich rechtzeitig entsprechend vorzubereiten. Insbesondere gilt es, durch eine angepasste Planung nicht mehr amortisierbare, sogenannte gestrandete Investitionen beim Netz und den technischen Installationen zu vermeiden oder zu mindestens zu reduzieren.

Ausgangslage

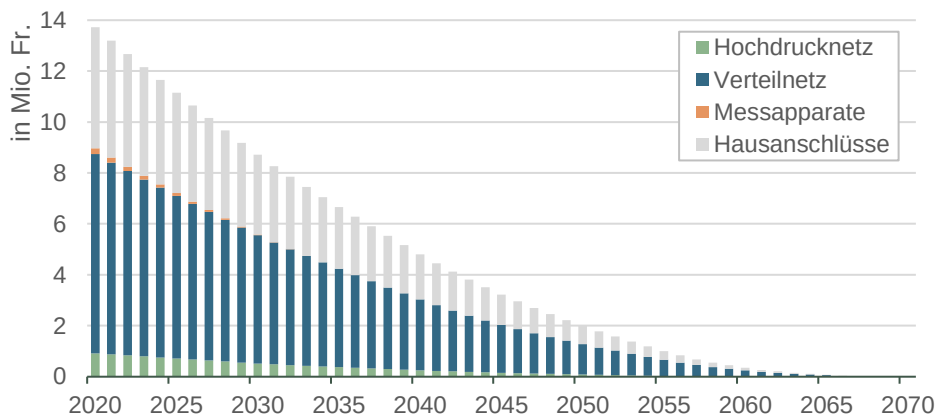
Die Stadt Wetzikon verfügt über ein flächendeckend ausgebautes und eher junges Gasnetz.



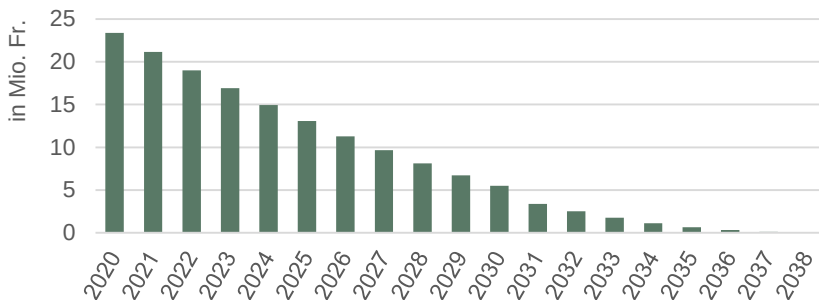
2019 wurde die Mehrheit aller Gebäude mit Erdgas beheizt (61% des Wärmebedarfs). Der jährliche Absatz beläuft sich auf ca. 130 GWh. Gas wird in Wetzikon fast ausschliesslich für Raumwärme und

Warmwasser eingesetzt, also in dem Bereich, in dem der Bund langfristig keine Rolle mehr für Gas sieht.

In den letzten 15 Jahren betrug der Anschaffungswert neuer Gas-Infrastrukturen durchschnittlich knapp 700'000 Franken pro Jahr. Der Restwert der heute vorhandenen Gas-Infrastruktur beläuft sich derzeit auf knapp 14 Mio. Franken. Dieser Restwert nimmt jährlich ab und wird 2050 bei noch etwa 2 Mio. Franken liegen. Zukünftige Instandstellungen an der Infrastruktur führen jeweils zu einer Erhöhung des Restwerts.



Die Gasheizungen in Wetzikon sind derzeit durchschnittlich 12 Jahren alt. Der Restwert aller heute installierten Gasheizungen der Stadt Wetzikon beträgt knapp 24 Mio. Franken und ist bis 2037 vollständig abgeschrieben.



Seit 2017 ist im Standardgasmix der Stadtwerke ein Anteil Biogas enthalten. Dieser lag zuerst bei 5 % und beträgt seit 2020 30 %. Ein grosser Teil der Kundschaft nimmt keine Änderung am Standardmix vor. 6 % des in Wetzikon eingesetzten Biogases wird in der eigenen Biogasanlage erzeugt, die restlichen 94 % stammen aus der europäischen Union über den Zukauf von entsprechenden Zertifikaten.

Der Wetziker Energieplan grenzt den Ausbau des Gasnetzes ein, indem die Erschliessung neuer Strassenzüge nur noch mit erneuerbarer Gasversorgung erlaubt ist und in Gestaltungsplangebieten und stadteigenen Gebäuden ein relevanter Anteil der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen stammen muss.

Möglichkeiten für die Transformation der Gasversorgung

Unterstützt durch das Ingenieurbüro EBP Schweiz AG, Zollikon befassten sich die Umwelt- und die Werkkommission und anschliessend der Stadtrat intensiv mit möglichen Szenarien für die Wetziker Gasversorgung.

Es wurden verschiedenen Handlungsoptionen für die Gasnetzentwicklung auf ihre Eignung in vier verschiedenen möglichen Entwicklungsszenarien in den nächsten 30 Jahren geprüft:

	Referenzszenario (weiter wie bisher)	Stärkere Liberalisierung	Verstärkte Energie- und Klimapolitik	Kombiniertes Szenario (Liberalisierung und Klimapolitik)
Netzentwicklung				
vollständiger Erhalt	(✓)	(✓)	x	x
vollständiger Erhalt mit 100% erneuerbarem Gas	x	x	(x)	(x)
Ausbau	x	x	x	x
rasche Stilllegung	x	x	(x)	(x)
mittelfristige Stilllegung	(x)	(✓)	(✓)	(✓)
«langfristige Stilllegung	(x)	(✓)	(x)	(x)
differenzierte Transforma- tion	✓	✓	(✓)	(✓)

Eignung von strategischen Optionen für verschiedene Rahmenszenarien:
✓ geeignet, (✓) eher geeignet, (x) eher ungeeignet, x ungeeignet

Die Handlungsoption "differenzierte Transformation" ist in allen möglichen Szenarien geeignet oder eher geeignet, alle anderen Optionen sind nur für gewisse Szenarien (eher) geeignet, in anderen hingegen (eher) nicht.

Eine differenzierte Transformation der Gasversorgung geht von unterschiedlichen Massnahmen je nach Netzgebiet aus. Dazu gehören Stilllegungen in Gebieten mit starkem Absatzrückgang und hohem Erneuerungsbedarf, aber auch der Erhalt eines Basisnetzes, das langfristig (erneuerbares) Gas zu Anwendungen wie die Spitzenlastdeckung/Redundanz von Wärmenetzen oder den Betrieb von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen transportieren kann. Differenzierte Stilllegungen tragen dazu bei, den Anstieg der Netznutzungskosten für die übrige Kundschaft zu dämpfen und das übrigbleibende Basisnetz langfristig rentabel betreiben zu können. Eine differenzierte Transformation kann angepasst an die sich wandelnden Rahmenbedingungen umgesetzt werden und erlaubt beispielsweise eine gute Abstimmung der Entwicklung des Gasnetzes mit dem Bau von Fernwärmenetzen. Mit der stadteigenen Biogasanlage wird zudem bereits eigenes Biogas produziert, das für die längerfristig noch zu versorgenden Anwendungen zur Verfügung steht. Eine differenzierte Transformation bedeutet jedoch gegenüber der vollständigen Stilllegung oder einem unveränderten Erhalt einen grösseren Aufwand sowohl für die Erarbeitung der Grundlagen, die Planung, die politische Abstimmung und die Kommunikation gegenüber den Kundinnen bzw. Kunden.

Mit dem an der Urne befürworteten Gegenvorschlag zur Fernwärme-Initiative wurde der Stadtrat von den Stimmberechtigten beauftragt, einen Vorschlag für die zukünftige Wärme- und Kälteversorgung der Stadt vorzulegen, welcher einerseits auf leitungsgebundener, erneuerbarer Wärme (aus KEZO und ARA) und auf weiteren erneuerbaren Energiequellen beruht. Für die leitungsgebundene Versorgung mit erneuerbarer Wärme ist zwingend eine enge Abstimmung mit dem heutigen Gasnetz und eine sorgfältige Transformationsplanung notwendig, da die heutige dichte Gasversorgung überall direkt konkurrenziert wird. Für eine erfolgreiche Fernwärmeversorgung sind bereits heute Massnahmen zur Sicherung der zukünftigen Anschlussdichte notwendig (z. B. über Quartierwärmeverbünde zur Vermeidung der Ausdünnung durch den Umstieg auf Wärmepumpen). Dabei ist sicherzustellen, dass die Gasversorgung auch in der langen Übergangsphase so wirtschaftlich wie möglich betrieben werden kann. In den wenig dicht bebauten und damit für eine Fernwärmeversorgung nicht gut geeigneten Gebieten ist eine frühzeitige Ausstiegsplanung notwendig zur Vermeidung von Ersatzinvestitionen, welche sich aufgrund des laufenden Umstiegs auf Wärmepumpen nicht mehr amortisieren lassen. Beide Aspekte sprechen für eine differenzierte Transformation in den nächsten Jahrzehnten und eine angepasste Zielnetzplanung der Gasversorgung. Diese Planungen sind im Rahmen des Umsetzungsvorschlags des Gegenvorschlags zur Fernwärmeinitiative vorzunehmen.

Fazit

Mit der Überweisung des Postulats "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes" zur Berichterstattung und Antragstellung hat der Stadtrat zu prüfen, ob ein weiterer Ausbau des Wetziker Gasnetzes gestoppt und keine neuen Gasanschlüsse mehr erstellt werden sollen und welche Massnahmen oder Beschlüsse allenfalls zu diesem Zweck zu ergreifen sind.

Ein Verbot von neuen Anschlüssen an die Gasversorgung aus Gründen des Klimaschutzes ist für nicht zielführend, weil dies eine geordnete Transformation zu einer erneuerbaren, leitungsgebundenen Wärmeversorgung sogar gefährden könnte. Erneuerbares Gas wird einen wichtigen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen der Wärme leisten, u. a. als Übergangslösung bis zum Anschluss an ein Wärmenetz. Dies wird partiell auch zusätzliche Gasanschlüsse (für erneuerbare Gase) notwendig machen.

Der Stadtrat hat mit SRB 2021/45 den Projektauftrag für die Ausarbeitung des Umsetzungsvorschlags zur Fernwärmeinitiative beschlossen. Mit dem Teilprojekt "Transformation der Wärmeversorgung" sollen gemäss dem Vorgehen einer differenzierten Transformation Grundlagen für die Transformation der Wärmeversorgung bis 2050 zu einer vollständig erneuerbaren Wärme- und Kälteversorgung mit Zielnetzplanung, Vorgehensplan je Quartier, notwendigen Rechtssetzungsanpassungen und weiteren unterstützenden Massnahmen erarbeitet werden. Der Vermeidung von gestrandeten Investitionen bei der Gasversorgung der Stadtwerke und bei Privaten wird mit Hilfe von langfristiger Planung und frühzeitiger Kommunikation das notwendige grosse Gewicht beigemessen.

Akten

- 19.04.08 Motion Schlatter "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes"
- SRB 2020/10 - Motion "Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes", Antrag zur Umwandlung in ein Postulat und Entgegennahme (Parlamentsgeschäft 19.04.08)
- Grosser Gemeinderat, Motion kein weiterer Ausbau Gasnetz, Überweisung als Postulat (Tr. 5), 2020-03-19

- Künftige Rolle von Gas in der Schweiz, Bundesamt für Energie, 2019
- Fachbericht Zukunft Gasinfrastruktur, Metropolitankonferenz, 2019
- Zukunft Gasinfrastruktur, Ratgeber für Gemeinden, Metropolitankonferenz, 2020
- Transformation Gasversorgung, Bericht ebp, 2021-03-09
- SRB 2021/45 - Umsetzungsvorschlag Fernwärme, Festsetzung Projektorganisation

Werkkommission

Auszug aus dem Protokoll

Sitzung vom 13. April 2021

2021/7 0.07.17.2 Sitzungen

**Mitbericht zum Antrag und Bericht der Umweltkommission zum Postulat -
Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes**

Beschluss Werkkommission

1. Der Bericht und Antrag zum Postulat «Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes» der Umweltkommission wird unterstützt.
2. Öffentlichkeit des Beschlusses:
 - Der Beschluss ist vertraulich (Mitbericht).
3. Mitteilung durch Sekretariat an:
 - Stadtrat (als Mitbericht)
 - Leiter Stadtwerke
 - Umweltkommission

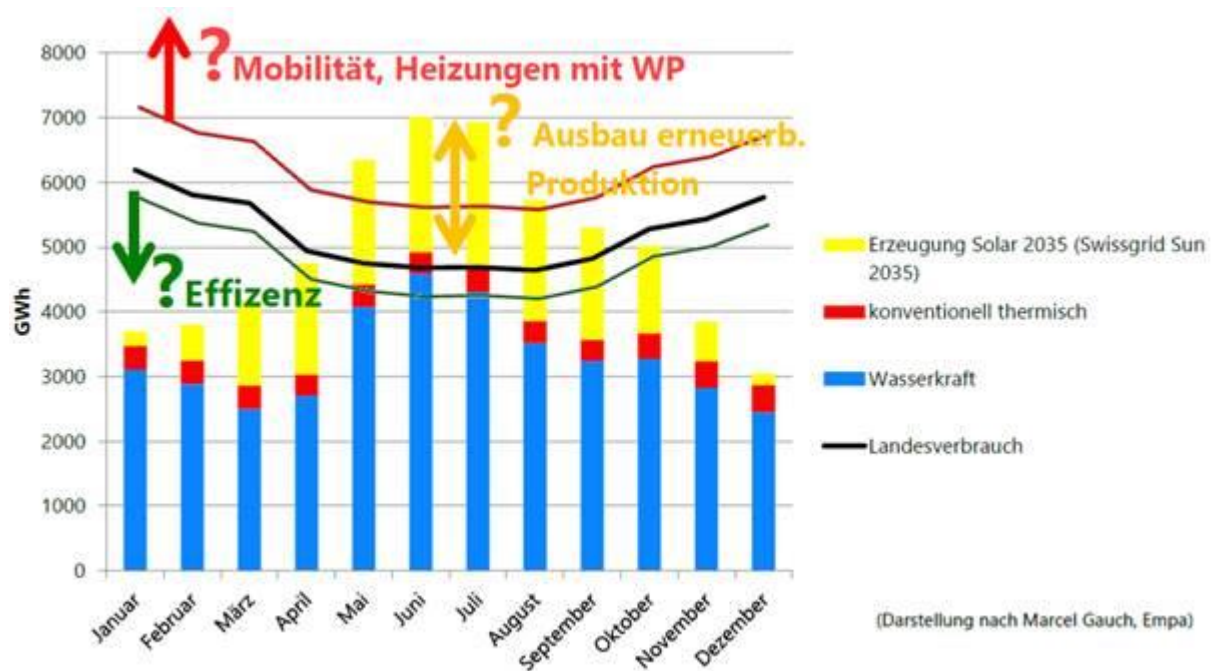
Ausgangslage

Der Bericht zum Postulat «kein weiterer Ausbau des Gasnetzes» wurde unter Einbezug der Umwelt- und Werkkommission sowie in intensiver Zusammenarbeit mit den Stadtwerken erarbeitet. Der Bericht sowie Antrag an den Stadtrat wurden durch die Umweltkommission am 29. März 2021 verabschiedet. Die Werkkommission hat die Möglichkeit anlässlich ihrer Sitzung am 13. April den Bericht sowie den Antrag an den Stadtrat zu unterstützen sowie allenfalls Änderungen oder Präzisierungen in einem Mitbericht zu erläutern.

Erwägungen

Die Werkkommission erachtet den Antrag an den Stadtrat sowie den ebp Bericht als ausgewogen. Erwähnenswert ist der Vermerk, dass ein rigoroses Verbot von Gasanschlüssen sogar kontraproduktiv sein könnte, was sich auch im Praxisbeispiel ARA Wärmeverbund zeigt. Hier gibt ein Interessent für den Wärmeverbund ARA als Übergangslösung einem Gasanschluss mit 100 % Biogas gegenüber einer Wärmepumpe den Vorzug. Würde der Kunde eine Wärmepumpe für seine Überbauung einsetzen, wäre ein Anschluss an den ARA Wärmeverbund für Jahrzehnte unrealistisch.

Im Weiteren ist im Bericht die Möglichkeit für den Einsatz von Wärmekraftkopplungen als Transformationstechnologie erwähnt. Diese Technologie für die Wärme- und Stromproduktion könnte als Übergangstechnologie dienen, um auch die Versorgungssicherheit mit Strom insbesondere in den Wintermonaten zu unterstützen. Unterschiedliche Verbände und Institutionen beschäftigen sich mit dem Thema Dekarbonisierung in der Mobilität sowie Wärmeversorgung und deren Auswirkungen auf das Stromnetz. Bereits heute besteht eine Stromlücke in den Wintermonaten. Durch einen intensiven Einsatz von Wärmepumpen, respektive schnellem Umstieg von Gasheizungen auf Wärmepumpen, sowie einer steigenden E-Mobilität wird sich die Situation weiter verschärfen, was in folgender Grafik der EMPA dargestellt wird.



Eine zielgerichtete Transformation des Gasnetzes reduziert diese Gefahr und ermöglicht einen planbaren Neu- / Ausbau des Stromversorgungsnetzes, der Stromproduktion und - Speicherung.

Fazit

Die Werkkommission unterstützt den Bericht und Antrag zum Postulat «Kein weiterer Ausbau des Gasnetzes» der Umweltkommission.

Für richtigen Protokollauszug:

F. Thalmann

Werkkommission Wetzikon

Franco M. Thalmann, Sekretär