



TRANSFORMATION DER GASINFRASTRUKTUR IM ZEICHEN DER ENERGIEWENDE

Herausforderungen
und Anforderungen



IMPRESSUM: Medieninhaberin, Eigentümerin und Verlegerin: Umweltschutzorganisation GLOBAL 2000, Neustiftgasse 36, 1070 Wien, Tel. (01) 812 57 30, E-Mail: office@global2000.at, www.global2000.at, ZVR: 593514598, Autoren/Für den Inhalt verantwortlich: Maximilian Hejda, Johannes Wahlmüller, mit fachlicher Unterstützung von Andreas Veigl. Redaktion: Maximilian Hejda, Johannes Wahlmüller, Layout: flammen/Hannes Eder, Christoph Eichberger, Sabine Potuschak, Cover: Flash Vector/ Shutterstock_Gas- und Ölpipelineinspektion

INHALT

1. Zentrale Aussagen	4
2. Die Nutzung von fossilem Gas und ihre Folgen.....	6
2.1. Österreichs Abhängigkeit von russischem Gas.....	6
2.2. Das Risiko neuer Abhängigkeiten und Konflikte.....	7
2.3. Die Auswirkungen der Erdgasnutzung auf Umwelt und Klima	8
2.4. Anwendungsgebiete und Verminderungspotenziale.....	11
3. Die Österreichische Gasinfrastruktur	13
3.1. Das Gasnetz	13
3.2. Betreiberunternehmen.....	16
3.3. Kosten und Finanzierung	18
4. Die Gasinfrastruktur in einem nachhaltigen Energiesystem	21
4.1. Das Potenzial erneuerbarer Gase aus Österreich	21
4.2. Künftige Nachfrage nach Gas.....	22
4.3. Gibt es sinnvolle Importoptionen?	24
4.4. Transformation der Gasinfrastruktur.....	25
Anhang	28

1. ZENTRALE AUSSAGEN

Gasverbrauch und Klimawirkung

- Seit 1968 bezieht Österreich fossiles Gas aus Russland. Etwa 80 % der bisherigen Gasimporte stammen aus Russland.
- Die Verbrennung von fossilem Gas ist für etwa ein Fünftel der Treibhausgasemissionen Österreichs verantwortlich.
- Aktuell beträgt der Gasverbrauch in Österreich 80 TWh.
- Bis 2030 hält die Energieagentur eine Produktion von 14 TWh erneuerbarem Gas für möglich (10 TWh Biomethan, 4 TWh grüner Wasserstoff).
- Berücksichtigt man Leckagen in der Vorkette und dass Methan kurzfristig viel klimaschädlicher ist als CO₂, ist fossiles Gas mit insgesamt 335 g CO₂e/kWh ähnlich klimaschädlich wie Heizöl. Bei hohen Leckagen kann Gas sogar genauso klimaschädlich sein wie Kohle.
- Zieht man die vom Umweltbundesamt vorgeschlagenen Emissionsfaktoren heran, so wurden durch den heimischen Erdgasverbrauch 2022 rund 21,4 Mio. t CO₂e emittiert. Davon wurden 15,3 Mio. t direkt bei der Verbrennung emittiert, was mehr als einem Fünftel (21,1 %) der Gesamtemissionen Österreichs im Jahr 2022 entspricht.

Bestehende Gasinfrastruktur

- Die Gasinfrastruktur hat eine Leitungslänge von 47.000 km. Das ist mehr als der Erdumfang (40.047 km). Davon entfallen
 - 1.700 km auf die Fernleitungsebene,
 - 2.000 km auf die Verteilernetzebene 1 für den überregionalen Transport,
 - 3.800 km auf die Verteilernetzebene 2 für die unmittelbare Versorgung großer Verbraucher:innen und
 - 39.500 km auf die Verteilernetzebene 3 für die Versorgung von Kundinnen und Kunden im Bereich Haushalte, Dienstleistungen und Gewerbe.
- In den letzten 20 Jahren ist die Leitungslänge der Verteilernetzebene 3 um 43 % gestiegen. Ein großer Teil des Ausbaus ist somit zu einer Zeit entstanden, als Österreich bereits klare Klimaziele verfolgt hat und die Notwendigkeit eines Ausstiegs aus fossilem Gas bekannt war.

- Mehr als eine halbe Milliarde Euro (530 Mio. Euro) wird pro Jahr von den Gaskonsumentinnen und -konsumenten für die Nutzung der Gasinfrastruktur aufgebracht.
- 82 % dieser Erlöse stammen von Endkundinnen und -kunden auf der Netzebene 3, also vorwiegend Haushalten und kleinen bis mittleren Unternehmen, die ihrerseits aber nur für rund 40 % des Gasverbrauchs verantwortlich sind.
- Haushalte zahlen 52 % der Netzkosten, sind aber nur für 19 % des Gasverbrauchs verantwortlich.

Transformation

- Die Potenziale für die Erzeugung erneuerbarer Gase in Österreich sind beschränkt. Realistischerweise sind 10 bis 20 TWh erneuerbares Methan zu erwarten. Für grünen Wasserstoff sehen Szenarien eine realisierbare Menge zwischen 7 und 14 TWh.
- Angesichts begrenzter Möglichkeiten, erneuerbares Gas in Österreich zu produzieren, bedeutet das, dass Gas überall dort, wo es sinnvoll möglich ist, ersetzt werden muss.
- Derzeitige Szenarien gehen von einer weiteren hohen Gasnutzung aus. In einem Szenario der Energieagentur wird eine Nachfrage von 89 TWh Gas im Jahr 2040 erwartet, wenn der Verbrauch auf jene Bereiche beschränkt wird, die ohne gasförmige Energieträger nicht auskommen. Dieser Wert ist damit etwa gleich hoch wie vor Beginn des Krieges in der Ukraine. Ein starker Fokus auf Kreislaufwirtschaft kann diese Mengen allerdings reduzieren.
- Die über Jahrzehnte gewachsene Gasinfrastruktur muss in geplanter Weise an die neuen Aufgaben in einer dekarbonisierten Welt angepasst werden:
 - Der drastische Rückgang der Nachfrage auf der untersten Netzebene 3 wird einen Großteil dieser Gasleitungen überflüssig machen; sie können stillgelegt oder anderweitig genutzt werden.
 - Gleichzeitig müssen viele neue Einspeiser von erneuerbarem Methan und Wasserstoff an das Netz angeschlossen werden.
 - Auch auf Netzebene 2 wird der Verbrauch sinken, gleichzeitig entsteht neuer Bedarf durch hinzukommende Verbraucher, die Erdgas für Hochtemperaturzwecke oder generell fossile Energie für den stofflichen Einsatz durch erneuerbare Gase – vor allem Wasserstoff – ersetzen wollen.

Das macht die Umwidmung frei werdender Methanleitungen und teilweise den Neubau von Wasserstoffleitungen notwendig.

- Speicher für erneuerbaren Wasserstoff müssen ebenso in eine gut funktionierende Gasinfrastruktur integriert werden.

Empfehlungen

- Der künftige Einsatz von Gas muss nach einer klaren Priorisierung erfolgen, da dieser Energieträger wertvoll ist und für weniger anspruchsvolle Anwendungen (z.B. Heizen) viele andere Technologien zur Verfügung stehen. Auch die stoffliche Nutzung von Öl/Erdgas muss künftig durch Erneuerbare Ressourcen ersetzt werden.
- Gute Planung und Koordinierung der Transformation der Gasnetze sind wichtig und eine enge Verschränkung mit räumlicher Wärmeplanung und Standortentwicklung erforderlich. Nur so kann man sinnvolle Entscheidungen treffen und Lock-in-Effekte¹ vermeiden. Dabei sollen etablierte Planungsinstrumente genutzt werden (Netzinfrastrukturplan, Netzentwicklungsplan) und bei Bedarf neue geschaffen werden, insbesondere für die Netzebene 3.
- Betriebe, die ihren Prozesswärmebedarf derzeit mit Erdgas decken, müssen gezielt unterstützt werden, damit sie ihre Dekarbonisierung planen können und der nicht vermeidbare Bedarf an Gasen räumlich dargestellt werden kann.
- Die Ausarbeitung und Ausweisung von Zonen, in denen eine Gasanschlussmöglichkeit auch nach 2040 bestehen bleiben soll und wo Gasanschlüsse wegfallen werden, schafft Planungssicherheit.
- Es müssen Kriterien und rechtliche Möglichkeiten entwickelt werden, nach denen Verteilnetzbetreiber Gasnetzabschnitte stilllegen dürfen. Dabei sollen alle rechtlichen und regulatorischen Möglichkeiten geprüft und die am besten geeigneten umgesetzt werden.

¹ „ein Lock in-Effekt“ kann entstehen, wenn etwa mit viel Aufwand eine Infrastruktur aufgebaut oder aufrecht erhalten wird, die dann auch einen hohen Nutzungsdruck mit sich bringt, obwohl sie überholt ist und es bessere und klimafreundlichere Alternativen gibt.

2. DIE NUTZUNG VON FOSSILEM GAS UND IHRE FOLGEN

2.1. Österreichs Abhängigkeit von russischem Gas

Fossiles Gas wird in Österreich seit den 1940er Jahren in wesentlichen Mengen genutzt². Während im Jahr 1970 noch zwei Drittel des österreichischen Erdgasverbrauchs durch die inländische Förderung gedeckt wurden, waren es im Jahr 2022 nur mehr etwa 8 %³. Das liegt zum Teil an den rückläufigen Erdgasreserven Österreichs⁴, aber vor allem am stark gestiegenen Verbrauch, der sich seit den 1970er Jahren verdreifacht hat (siehe Abb. 1). Dementsprechend wurde auch die Gasinfrastruktur immer weiter ausgebaut. Die Leitungslängen haben sich seither vervierfacht⁵.

Durch diese Entwicklung ist Österreich in die Abhängigkeit von fossilen Gaslieferungen anderer Länder, vor allem Russlands, geraten. Österreich gehört zu jenen Ländern mit der größten Abhängigkeit von russischem Gas. Seit 1968 beziehen wir fossiles Gas aus Russland bzw. der UdSSR⁶. Über 80 % der bisher erfolgten Gasimporte stammen aus russischen Quellen.

Auch im letzten Jahrzehnt stammten noch rund 80 % des nach Österreich importierten Gases aus Russland. Der Anteil russischer Lieferungen am österreichischen Gasverbrauch lag damit bei etwa zwei Drittel. Zum Vergleich: Die Erdgas-Lieferungen in die EU stammten bis 2021 zu etwa der Hälfte aus Russland⁷.

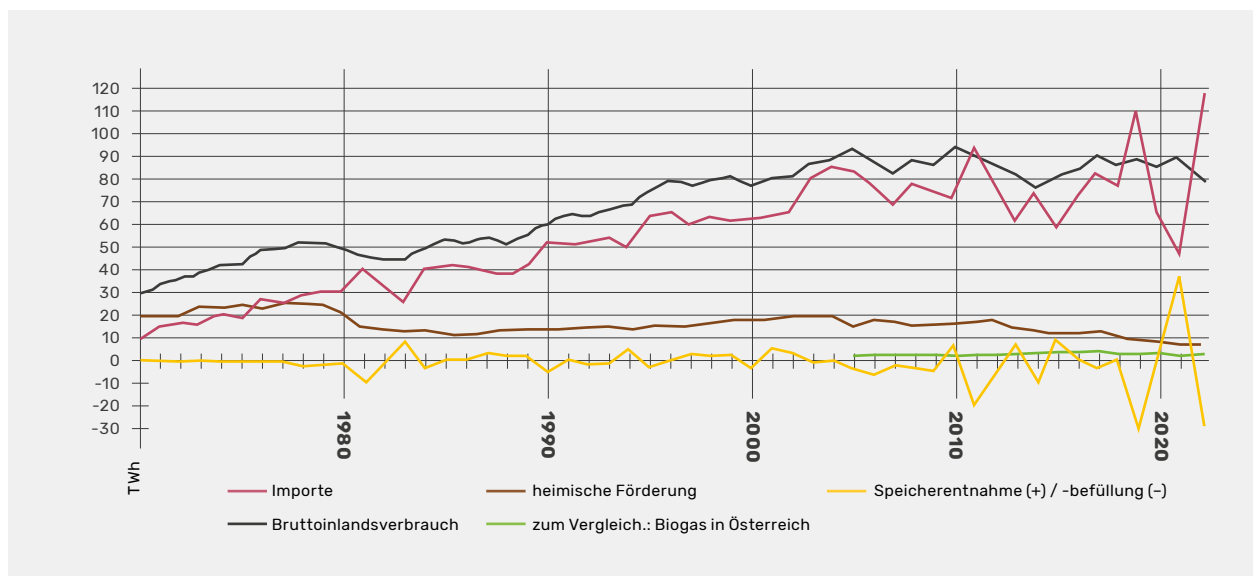


Abbildung 1: Fossiles Gas in Österreich ab 1970. Datenquelle: Statistik Austria (2023): Energiebilanz Österreich 1970–2022

² vgl. Butschek (1996): Statistische Reihen zur österreichischen Wirtschaftsgeschichte

³ vgl. Statistik Austria (2022): Energiebilanz Österreich 1970–2022

⁴ vgl. Statista (2023): Nachgewiesene Erdgasreserven in Österreich von 2013 bis 2021

⁵ vgl. E-Control (2023): Bestandsstatistik

⁶ vgl. Österreichische Energieagentur (2023): An der Gasleine

⁷ vgl. Rat der EU, Europäischer Rat (2023): Infografik – Woher stammt das Gas der EU?

Nach dem Einmarsch Russlands in die Ukraine hat sich die EU das Ziel gesetzt, bis 2027 unabhängig von russischem Gas zu werden. Um dieses Ziel auch in Österreich erreichen zu können, muss der Gasverbrauch laut einer Analyse der Österreichischen Energieagentur bis 2030 um ein Drittel reduziert werden⁸.

2.2. Das Risiko neuer Abhängigkeiten und Konflikte

Alternative Quellen für Pipeline-Gas sind neben Norwegen, das als einziges europäisches Land über nennenswerte Erdgasreserven verfügt, die nordafrikanischen Staaten Algerien und Libyen sowie die zentralasiatischen Staaten Aserbaidschan und Turkmenistan. In Form von LNG⁹ wird fossiles Gas derzeit vor allem aus den USA, Katar und Nigeria nach Europa importiert¹⁰. Österreich hat sich für die Heizsaison 2023/24 eine Schiffsladung (1 TWh) LNG aus den Vereinigten Arabischen Emiraten gesichert¹¹.

Während die Export-Kapazitäten Norwegens sehr begrenzt sind und die russischen Gaslieferungen nicht ersetzen können, sind zunehmende wirtschaftliche Abhängigkeiten von den anderen Exportländern

Nur dann kann unser Verbrauch durch die heimische Produktion von Erdgas bzw. erneuerbarem Gas und durch Gas-Importe aus anderen Ländern gedeckt werden. Letzteres birgt allerdings die Gefahr, uns in neue problematische Abhängigkeiten zu drängen.

problematisch, zumal es sich dabei fast ausschließlich um autoritär regierte und korrupte Staaten mit hohem Konfliktpotenzial und geringen Freiheitsrechten der Bevölkerung handelt (siehe Abb. 2). LNG-Importe aus den USA sind vor allem aufgrund der umstrittenen Erdgas-Gewinnung durch Fracking mit großen ökologischen und gesundheitlichen Folgen verbunden.

Die zunehmenden geopolitischen Spannungen und die global steigende Nachfrage nach Gas (vor allem in Asien) erhöhen die Wahrscheinlichkeit für Konflikte um die immer knapper werdenden Reserven. Das primäre Ziel Österreichs und der EU muss es also sein, sich nicht nur unabhängig von russischen Gasimporten zu machen, sondern eine gänzliche Unabhängigkeit von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern so rasch wie möglich voranzutreiben. Das verringert die finanzielle Basis von gewaltsamen Konflikten und stellt einen wichtigen Beitrag zum globalen Klimaschutz dar.

	Demokratieindex 2022		Weltfriedens-Index 2022	Fragile States Index 2022		Korruptionswahrnehmungsindex 2022	Liste von Ländern nach persönlicher Freiheit 2019
	Rang (von 167 Staaten)	Kategorie	Rang (von 162 Staaten)	Rang (von 179 Staaten)	Kategorie	Rang (von 180 Staaten)	Rang (von 167 Staaten)
Algerien	113	Autoritäres Regime	109	77	erhöhte Warnung	116	134
Aserbaidschan	134	Autoritäres Regime	130	73	erhöhte Warnung	157	152
Katar	114	Autoritäres Regime	31	147	stabiler	40	135
Libyen	151	Autoritäres Regime	156	21	Alarm	171	136
Nigeria	105	Hybridregime	148	16	Alarm	150	102
Russland	146	Autoritäres Regime	154	75	erhöhte Warnung	137	144
Turkmenistan	161	Autoritäres Regime	115	102	Warnung	167	162
USA	30	Unvollständige Demokratie	128	140	stabiler	24	22
VAE	133	Autoritäres Regime	53	152	sehr stabil	27	138

Abbildung 2: Demokratieindex 2022. Datenquelle: wikipedia.org

⁸ vgl. Österreichische Energieagentur (2022): Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland

⁹ Liquefied Natural Gas, also verflüssigtes Erdgas, das auf der Straße, der Schiene und auf dem Wasser transportiert werden kann

¹⁰ vgl. Rat der EU, Europäischer Rat (2023): Infografik – Woher stammt das Gas der EU?

¹¹ vgl. Der Standard online: „Bundeskanzleramt: Österreich bekommt 2023/24 eine Schiffsladung LNG aus Abu Dhabi“. www.derstandard.at/story/2000140345726/bundeskanzleramt-oesterreich-bekommt-202324-eine-schiffsladung-lng-aus-abu-dhabi. Artikel vom 27.10.2022. Zuletzt aufgerufen am 20.11.2023.

2.3. Die Auswirkungen der Erdgasnutzung auf Umwelt und Klima

Eine rasche Reduktion der Erdgasnutzung ist angesichts der fortschreitenden Klimakrise und der Klimaziele, die wir uns in Österreich gesetzt haben, ohnehin unerlässlich. Erdgas, das überwiegend aus Methan (CH_4) besteht, ist ein klimaschädlicher Energieträger. Er verursacht bei der Verbrennung 200 g CO_2 pro kWh und damit nur um 26 % weniger CO_2 als Heizöl¹². Es ist jedoch nicht nur die direkte Verbrennung relevant, sondern auch indirekte Effekte.

Klimaschädlichkeit von fossilem Gas mit Vorkettenemissionen

Durch den Energieaufwand bei der Gewinnung, beim Transport und bei der Speicherung von Erdgas

entstehen relevante indirekte CO_2 -Emissionen in der Vorkette. Diese liegen für Kompressoren beim Pipelinetransport aus Russland bei mehr als 10 % des Energieinhalts des transportierten Gases¹³. Bei LNG ist durch die Verflüssigung, die Kühlung beim Transport, den Transport selbst und die Regasifizierung mit einem noch höherem Energieaufwand von bis zu 20 % zu rechnen¹⁴.

Hinzu kommt Methan, das durch Entlüftung, Abfackelung oder Leckagen in der Produktions- und Lieferkette direkt in die Atmosphäre entweicht.

Eine groß angelegte Metastudie gibt die Methanverluste in der Vorkette mit 0,2 bis 10 % des geförderten Erdgases an, die Mehrzahl der Schätzungen liegen zwischen 0,5 und 3 %¹⁵. Ab einer Leckage von 2,7 % ist Erdgas klimaschädlicher als Kohle¹⁶.

Die Klimawirkung von Methan

Methan wird in der derzeit üblichen Emissionsberichterstattung 25-mal so klimaschädlich wie CO_2 angenommen (Faktor 25). Die Wirkung von 1 t CH_4 entspricht demnach also 25 t CO_2 -Äquivalenten (CO_2e). Nach neuerer Forschung liegt der Faktor sogar bei bis zu 36¹⁷. Dabei wird die Klimawirksamkeit über einen Zeitraum von 100 Jahren angegeben. (Die entsprechende Einheit lautet Global Warming Potential – Treibhauspotenzial –, hier: GWP_{100}).

Aufgrund der zeitlichen Dringlichkeit ist es jedoch wichtig, auch die kurzfristigen Effekte zu betrachten. Da die durchschnittliche Lebenszeit von Methan in der Atmosphäre 12,4 Jahre beträgt, ist dessen

Wirkung auf kurze Sicht deutlich höher: Bezogen auf einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP_{20}) ist Methan sogar ca. 85-mal so klimaschädlich wie CO_2 ¹⁸ (Faktor 85).

Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) sind die Methankonzentrationen in der Atmosphäre heute zweieinhalb Mal höher als in der vorindustriellen Zeit¹⁹. Methanemissionen sind für rund 30 % des bisher beobachteten globalen Temperaturanstiegs verantwortlich und steigen weiter an. Die größten vom Menschen verursachten Quellen sind die Landwirtschaft und der Energiesektor.

Das Österreichische Umweltbundesamt gibt die indirekten Emissionen von Erdgas mit 68 g $\text{CO}_2\text{e}/\text{kWh}$ an²⁰ und entnimmt diesen Wert einer im Jahr 2015 von der EU-Kommission veröffentlichten Studie²¹. Bei dieser Studie wurde eine Methanverlustrate von rund 1,55 Vol.-% berücksichtigt. Einer Kilowattstunde

Erdgas gehen damit 1,1 g Methanverluste voraus²², was bei Betrachtung des GWP_{100} (Faktor 25) einer Klimawirkung von rund 28 g CO_2e entspricht. Die übrigen 40 g CO_2e der indirekten Emissionen entfallen demnach auf den Energieaufwand in der Vorkette.

¹² vgl. Umweltbundesamt (2022): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger

¹³ vgl. Prussi et al. (2020): JEC Well-to-Tank report v5

¹⁴ vgl. BGR (2020) Klimabilanz von Erdgas

¹⁵ vgl. Balcombe et al. (2015): Methane and CO_2 emissions from the natural gas supply chain

¹⁶ vgl. BGR (2020) Klimabilanz von Erdgas

¹⁷ vgl. Balcombe et al. (2018): Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon

¹⁸ vgl. Balcombe et al. (2018): Methane emissions: choosing the right climate metric and time horizon

¹⁹ vgl. IEA (2023): Global Methane Tracker 2023

²⁰ vgl. Umweltbundesamt (2022): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger

²¹ vgl. EXERGIA S.A. et al. (2015): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas

²² bei einem Heizwert von 10,179 kWh pro m^3 Erdgas und einer Methandichte von 0,72 kg pro m^3

Zusätzlich zu den 200 g CO₂ pro kWh direkter Emissionen kommen also mit etwa 68 g CO₂ pro kWh noch relevante indirekte Emissionen aus der Vorkette, die fossiles Gas sehr viel klimaschädlicher machen.

Kurzfristige Klimaschädlichkeit von fossilem Gas im Vergleich

Zieht man bei der Berechnung allerdings das GWP₂₀ (Faktor 85) heran, so steigt die Klimawirkung der Methanverluste deutlich von 28 auf 94 g CO₂e/kWh

und die Emissionen der Vorkette verdoppeln sich beinahe auf 135 g CO₂e/kWh (siehe Abb. 3). Damit ist Erdgas mit insgesamt 335 g CO₂e/kWh auf kurze Sicht gesehen sogar ähnlich klimaschädlich wie Heizöl, dessen gesamte Treibhausgasemissionen (direkt und indirekt) laut Angaben des Umweltbundesamts bei 332 g CO₂e/kWh liegen²³. In der Vorkette von Heizöl spielen Methanemissionen pro kWh betrachtet nur eine untergeordnete Rolle²⁴.

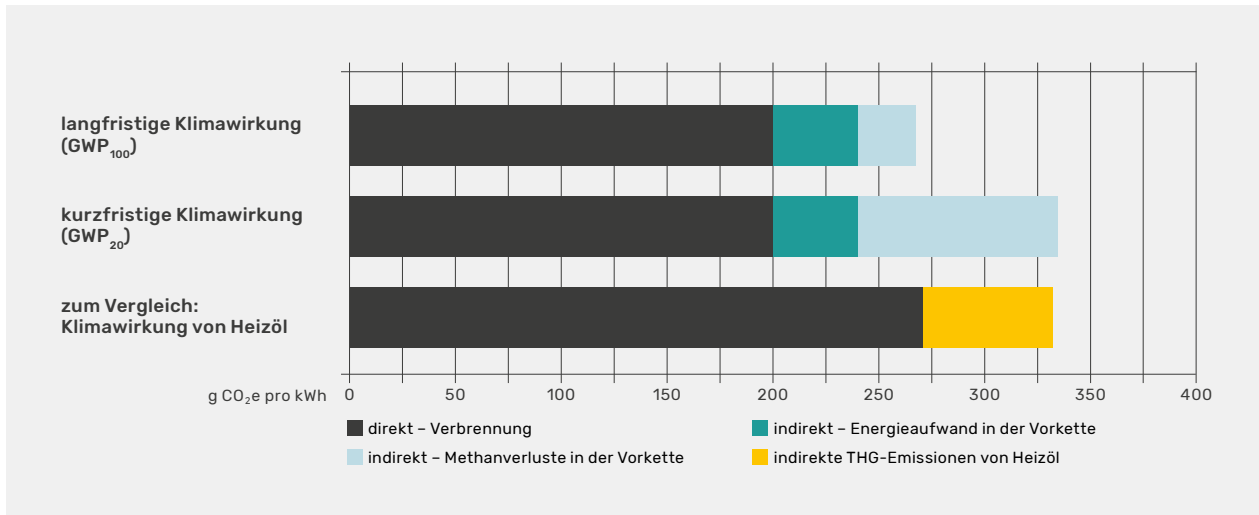


Abbildung 3: Klimawirkung von fossilem Gas in Österreich (pro kWh). Datenquelle: Umweltbundesamt (2022), EXERGIA S.A. et al. (2015), eigene Berechnung

Klimawirkung von in Österreich genutztem fossilem Gas

In Österreich wurden im Jahr 2022 rund 80 TWh fossiles Gas verbraucht, wovon 77 TWh energetisch genutzt wurden²⁵ (die restlichen 3 Prozent erzeugen keine direkten Emissionen durch Verbrennung). Zieht man die vom Umweltbundesamt vorgeschlagenen Emissionsfaktoren heran, so wurden durch den heimischen Erdgasverbrauch 2022 rund 21,4 Mio. t CO₂e emittiert. Davon wurden 15,3 Mio. t direkt bei der Verbrennung emittiert, was mehr als einem Fünftel (21,1 %) der Gesamtemissionen Österreichs im Jahr 2022 entspricht²⁶. Zusätzlich entstehen 6,1 Mio. t in der Vorkette, die jedoch größtenteils nicht in der österreichischen Treibhausgasbilanz aufscheinen. Davon gehen mit GWP₁₀₀ (Faktor 25) gerechnet rund 2,2 Mio. t auf Methanverluste zurück.

Würde man mit GWP₂₀ (Faktor 85) rechnen, so erhöht sich die Klimawirkung der Methanverluste in der Vorkette auf 7,6 Mio. t CO₂e, womit sich die gesamten Vorkettenemissionen auf 11,5 Mio. t CO₂e beinahe verdoppeln und die Emissionen durch den heimischen Erdgasverbrauch insgesamt bei 26,8 CO₂e liegen (siehe Abb. 4). Die kurzfristige Wirkung liegt also um über 5,3 Mio. t CO₂e höher als dies in der auf Langfristigkeit ausgelegten Emissionsberichterstattung berücksichtigt wird. Dieser zusätzliche Effekt entspricht etwa der Hälfte der Emissionen durch den gesamten PKW-Verkehr in Österreich²⁷. Da der Großteil der Vorkettenemissionen außerhalb Österreichs entsteht, findet dieser in der österreichischen Klimabilanz keine Berücksichtigung. Hier werden nur jene Emissionen angeführt, die bei der Gewinnung und beim Transport von fossilem Gas innerhalb der österreichischen Grenzen verursacht werden.

²³ vgl. Umweltbundesamt (2022): Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger

²⁴ vgl. GEMIS 5.0

²⁵ vgl. Statistik Austria (2023): Energiebilanz Österreich 1970–2022

²⁶ vgl. Umweltbundesamt (2023): NowCast 2023

²⁷ vgl. Umweltbundesamt (2022): Klimaschutzbericht 2023

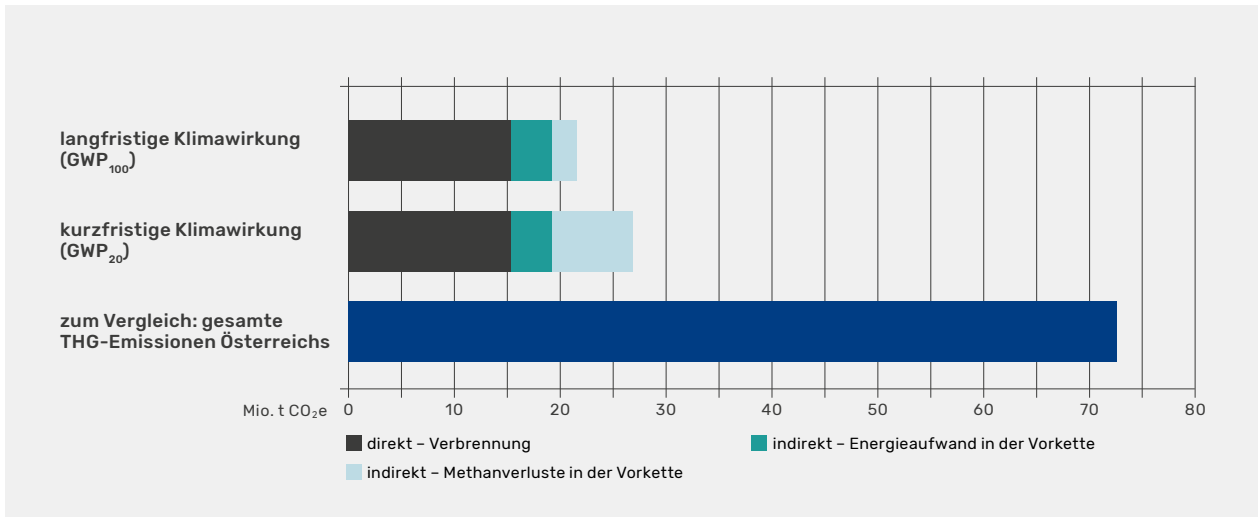


Abbildung 4: Klimawirkung von fossilem Gas in Österreich im Jahr 2022.
 Datenquelle: Umweltbundesamt (2022, 2023), EXERGIA S.A. et al. (2015), Statistik Austria (2023), eigene Berechnung

Klimaauswirkungen der österreichischen Gasinfrastruktur

Der Energieeinsatz bei der heimischen Förderung und dem inländischen Transport von Erdgas und Erdöl war in Österreich 2021 für 730.000 t CO₂e verantwortlich²⁸. Bestimmend ist dabei der Energiebedarf der Pipeline-Kompressoren, welcher vor allem durch fossiles Gas gedeckt wird²⁹ und 382.000 t CO₂e verursachte. Die restlichen Emissionen entstehen unter anderem durch den Betrieb von Aufbereitungs- und Speicheranlagen. Hinzu kommen diffuse Emissionen in der Höhe von 331.000 t CO₂e. Davon sind 75 %, also 248.000 t CO₂e, auf Methanverluste zurückzuführen³⁰. Die Gewinnung, der Transport und die Speicherung von Erdgas und Erdöl verursachte in Österreich im Jahr 2021 also rund 1,1 Mio. t CO₂e und damit etwa 1,5 % der österreichischen Gesamtemissionen.

Weltweite Methanemissionen der Gasproduktion

Laut Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) wurden durch den globalen Energiesektor im Jahr 2022 133,3 Mio. t Methan emittiert³¹. Davon gehen 36,7 Mio. t auf den Gassektor zurück. Nur die Methanemissionen des Gassektors entsprechen somit jährlichen Treibhausgasemissionen von rund 0,9 Mrd. t CO₂e (GWP₁₀₀) bzw. kurzfristig sogar 3,3 Mrd. t

CO₂e (GWP₂₀). Die gesamten Methanemissionen des Energiesektors haben somit eine Wirkung von 3,6 Mrd. t CO₂e (GWP₁₀₀) bzw. 11,3 Mrd. t CO₂e (GWP₂₀). Zum Vergleich: Die gesamten Treibhausgasemissionen der EU betragen etwa 4 Mrd. t CO₂e³². Laut IEA könnten 75 % dieser Emissionen durch bereits vorhandene Technologien (Leckerkennung, Reparatur und Modernisierung von undichten Anlagen) vermieden werden.

Auswirkungen auf Naturschutz und indigene Völker

Neben den negativen Auswirkungen auf das Klima bringt die Gasinfrastruktur auch Bedrohungen für Naturschutzgebiete und indigene Bevölkerungsgruppen mit sich. So hat beispielsweise das Pipeline-Projekt Nord Stream 2, das von der OMV mitfinanziert wurde, sowohl negative Auswirkungen auf das Naturschutzgebiet Kurgalski im Verwaltungsbezirk Leningrad als auch auf autonome Gebiet der Jamal-Nenzen, die neben der Inanspruchnahme von Rentierweideflächen auch mit der Kontamination von Boden und Grundwasser zu kämpfen haben.^{33,34}

Problematisch ist auch die Förderung von Schiefergas durch das sogenannte Fracking-Verfahren. Dabei wird Gestein durch das Einpressen einer Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen, um das darin enthaltene

²⁸ vgl. Umweltbundesamt (2022): Klimaschutzbericht 2023

²⁹ vgl. Statistik Austria (2022): Nutzenergieanalyse Österreich ab 2005

³⁰ vgl. Umweltbundesamt (2022): Klimaschutzbericht 2023

³¹ gl. IEA (2023): Global Methane Tracker 2023

³² vgl. Europäisches Parlament (2023): Treibhausgasemissionen nach Ländern und Sektoren (Infografik)

Erdgas gewinnen zu können. Risiken bestehen dabei vor allem für das Grundwasser. Eine Studie hat außerdem gezeigt, dass Fracking-Gas mit höheren Methanemissionen verbunden ist als konventionell gewonnenes Gas³⁵.

Fazit

Erdgas ist also alles andere als ein sauberer, umweltfreundlicher Energieträger, wie er von der Gaswirtschaft zum Teil leider immer noch beworben wird. Von der

Produktion über den Transport bis hin zur Verwendung verursacht er Umweltschäden und klimaschädliche Emissionen. Dabei wird vielfach nicht eingerechnet, dass Methan kurzfristig sehr viel klimaschädlicher ist als CO₂. Berücksichtigt man diese kurzfristigen Effekte, wird klar, dass die Nutzung von fossilem Gas keine Brückentechnologie darstellt, sondern einen raschen Phase-out braucht. Wo immer es möglich ist, sollte der Einsatz von fossilem Gas daher reduziert oder gänzlich eingestellt werden.

2.4. Anwendungsgebiete und Verminderungspotenziale

Mit 80 TWh hatte der Verbrauch von fossilem Gas in Österreich 2022 einen Anteil von 21 % am gesamten Primärenergiebedarf³⁶. Die drei bedeutendsten Anwendungsbereiche, die jeweils für etwa ein Drittel des

Verbrauchs verantwortlich sind, sind die Erzeugung von Strom und Fernwärme, die Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie sowie die direkte Versorgung von Gebäuden mit Gas zur Nutzung für Heizung, Warmwasser und Kochen³⁷. Derzeit werden noch rund 880.000 österreichische Haushalte, das ist ein Anteil von 22 %, durch einen Gaskessel beheizt³⁸.

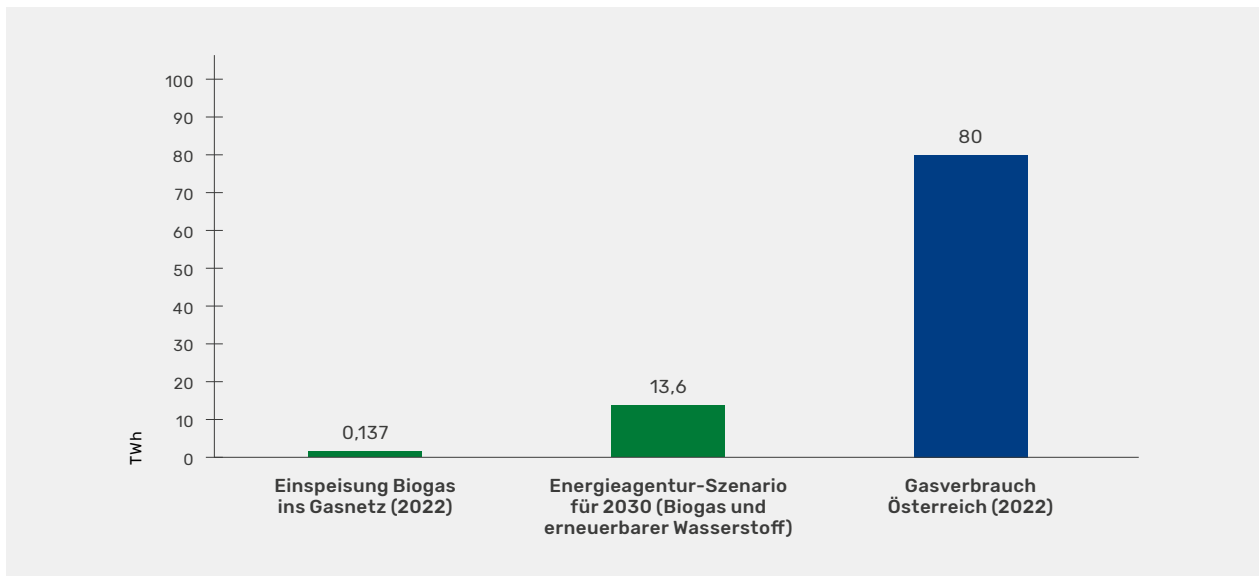


Abbildung 5: Erneuerbares Gas in Österreich. Quelle: BMK (2023): Energie in Zahlen; Energieagentur (2022): Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Energieimporte aus Russland

³³ vgl. Free Russia Foundation (2019): Putins Nord Stream 2-Pipeline und ihre tatsächlichen Kosten für Europa

³⁴ vgl. Urgewald (2021): CLIMATE DISASTER ... stranded asset, geopolitical hornets' nest – Why Nord Stream 2 is a bad deal

³⁵ vgl. Howarth (2019): Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane?

³⁶ vgl. Statistik Austria (2022): Energiebilanz Österreich 1970 – 2021

³⁷ vgl. Statistik Austria (2022): Nutzenergieanalyse Österreich ab 2005

³⁸ vgl. Statistik Austria (2023): Primäres Heizsystem nach überwiegend eingesetztem Energieträger und Art der Heizung 2003 bis 2022

Um den Erdgasverbrauch bis 2030 um ein Drittel zu reduzieren, empfiehlt die Österreichische Energieagentur in ihrer Analyse³⁹, die Aufbringung von erneuerbaren Gasen zu forcieren und bis 2030 auf 14 TWh (10 TWh Biomethan + 4 TWh grüner Wasserstoff) zu steigern. Zum Vergleich: Derzeit werden gerade einmal 0,137 TWh Biomethan in das Gasnetz eingespeist⁴⁰ und die Produktion von grünem, also aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff steht ohnehin erst in den Startlöchern.

Das Ziel eines Ausbaus auf 14 TWh würde eine Verhundertfachung bedeuten und ist bereits sehr ambitioniert. Trotzdem wären damit nur etwa 17 % des derzeitigen Gasbedarfs in Österreich gedeckt (siehe Abb. 5). Erneuerbare Gase sind ein knapper Rohstoff und sollten wohlüberlegt eingesetzt werden, damit Österreich das Ziel erreichen kann, bis 2040 komplett auf erneuerbare Energieträger umzusatteln. Für die Umstellung der Stahlindustrie benötigt es grünen

Wasserstoff und auch für die Stabilisierung der Stromnetze wird es notwendig sein, gewisse Mengen zur Verfügung zu stellen.

Die Reduktion des Gasverbrauchs durch die Verminderung von Gas-Anwendungen, wo immer das möglich ist, ist damit die wichtigste Strategie, sowohl um Österreich unabhängig von Gasimporten zu machen als auch um die für den Klimaschutz notwendige Energiewende herbeizuführen. Das größte Potenzial sieht die Österreichische Energieagentur im Ausstieg aus Gasheizungen in der Raumwärme. Aber auch in Teilen der Industrie und in der Strom- und Fernwärmeezeugung ist ein konsequenter Umstieg auf erneuerbare Energien gefordert.

Was die Energiewende und die mit ihr einhergehende Verminderung der Gasnutzung für die Zukunft der österreichischen Gasinfrastruktur bedeutet, ist Gegenstand des vorliegenden Reports.

³⁹ vgl. Österreichische Energieagentur (2022): Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland

⁴⁰ vgl. BMK (2023): Energie in Österreich – Zahlen, Daten, Fakten

3. DIE ÖSTERREICHISCHE GASINFRASTRUKTUR

3.1. Das Gasnetz

Die österreichische Gasinfrastruktur ist vor allem in den östlichen Bundesländern stark verankert. In Österreich gibt es drei Marktgebiete: Vorarlberg, Tirol und das Marktgebiet Ost, das die restlichen Bundesländer umfasst. Vorarlberg und Tirol sind an das deutsche Netz angeschlossen. Darüber hinaus ist das österreichische Gasnetz in 4 Netzebenen gegliedert (siehe Abb. 6 und 7).⁴¹ Österreich verfügt außerdem über eine vergleichsweise hohe Gasspeicherkapazität von aktuell 98 TWh⁴².

Das sind knapp 9 % der gesamten Speicherkapazität in der EU und mehr als der derzeitige jährliche Erdgasverbrauch in Österreich. Bei den österreichischen Gasspeichern handelt es sich um ehemalige Gasfelder (Porenspeicher), die ausgefördert und für den Speicherbetrieb umgerüstet wurden. Sie befinden sich in Niederösterreich (Schönkirchen, Tallesbrunn), Oberösterreich (Puchkirchen, Haag, Oberkling) und Salzburg (Haidach, Haidach 5, Aigelsbrunn, 7fields, Nußdorf).

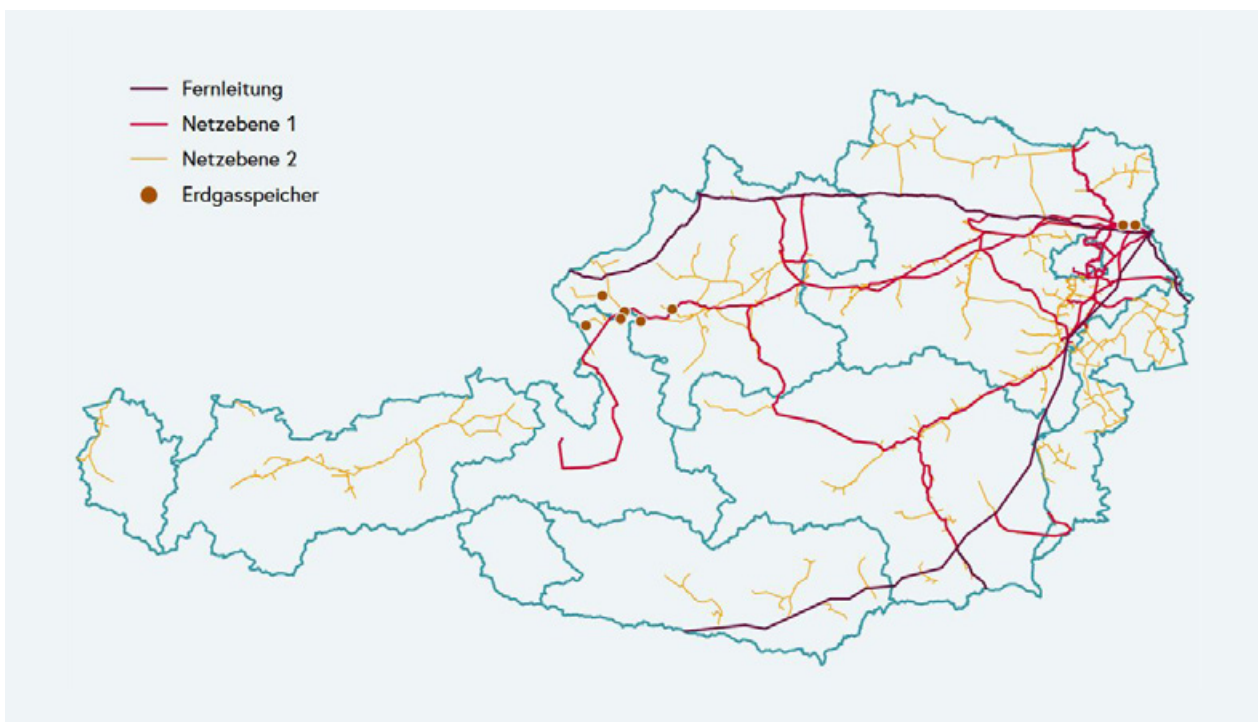


Abbildung 6: Gasnetz in Österreich. Quelle: BMK (2023): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan ÖNIP. Entwurf zur Stellungnahme

⁴¹ vgl. BMK (2023) Integrierter Österreichischer Netzinfrastrukturplan ÖNIP3

⁴² Vgl. GIE Aggregated Gas Storage Inventory vom 21.11.2023: <https://agsi.gie.eu/>

Netzebene	Funktion	Leitungslängen
Fernleitungsebene	Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber. Versorgung der Nachbarländer und Österreichs mit Gas; jedoch keine direkte Kundenversorgung	1.700 km
1	Verteilerleitungen dienen zum überregionalen Transport zu den Verbrauchszentren der Ebenen 2 und 3.	2.000 km
2	Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden Betriebsdruck: > 6 bar	3.800 km
3	Verteilerleitungen dienen zur unmittelbaren Versorgung der Kundinnen und Kunden. Betriebsdruck: ≤ 6 bar	39.500 km

Abbildung 7: Gasnetz in Österreich. Quelle: BMK (2023): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan ÖNIP. Entwurf zur Stellungnahme

Fernleitungsebene

Das österreichische Fernleitungsnetz hat eine Länge von ca. 1.700 km und wird mit Ausnahme der Trans Austria Gasleitung (TAG), für deren Betrieb eine eigene GmbH eingerichtet wurde, von der Gas Connect Austria betrieben. Es setzt sich aus sieben zusammenhängenden Leitungen zusammen:

1. Die **March-Baumgarten-Gasleitung (MAB)** verläuft von der slowakisch-österreichischen Grenze zur Gasstation in Baumgarten an der March.
2. Die **West-Austria-Gasleitung (WAG)** verläuft von Baumgarten an der March durch Niederösterreich und Oberösterreich bis zur österreichisch-deutschen Grenze bei Oberkappel.
3. Das **Penta West-Leitungssystem (PW)** verläuft von Oberkappel durch Oberösterreich zur österreichisch-deutschen Grenze bei Überackern.
4. Die **Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG)** verläuft von Baumgarten an der March durch Niederösterreich und das Burgenland zur österreichisch-ungarischen Grenze bei Deutsch-Jahrndorf.
5. Die **Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP)** verläuft im Burgenland abzweigend von der Hungaria-Austria-Gasleitung bei Kittsee zur österreichisch-slowakischen Grenze.
6. Die **Trans Austria Gasleitung (TAG)** verläuft von Baumgarten an der March durch Niederösterreich, das Burgenland, die Steiermark und Kärnten an die italienisch-österreichische Grenze bei Arnoldstein.
7. Die **Süd-Ost-Leitung (SOL)** verläuft in der Steiermark abzweigend von der Trans Austria Gasleitung in Weitendorf zur österreichisch-slowenischen Grenze bei Murfeld.

Entwicklung des Gasnetzes

Sowohl das Fernleitungsnetz als auch das Verteilnetz wurden **in den letzten Jahren und Jahrzehnten ausgebaut (siehe Abb. 8 und 9). In den letzten 20 Jahren wurden die Fern- und Verteilerleitungen der Ebenen 1 und 2 um fast 1.000 km** von 6.112 km (2003) auf 7.083 km (2022) erweitert.⁴³ Das entspricht einem Anstieg der Leitungslänge von 16 %.

Dem Ausbau der oberen Netzebenen folgt ein ungleich stärkerer Ausbau der Verteilnetzebene 3. Deren Leitungslänge wurde um rund 12.000 km von 27.544 km (2003) auf 39.507 km (2022) stark ausgebaut. Das entspricht einem **starken Anstieg der Leitungslänge um 43 % in den letzten 20 Jahren.**⁴⁴ Das bedeutet wiederum, dass fast ein Drittel (30,3 %) der Leitungslänge in den letzten zwei Dekaden errichtet wurde. In dieser Zeit waren sowohl die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen bekannt als auch eine Klimastrategie zur Erfüllung der Kyoto-Zielvorgaben erarbeitet. Diese Umstände haben die österreichische Gasindustrie offenbar nicht davon abgehalten, das Netz stark auszuweiten.

⁴³ vgl. Datenquelle: E-Control (2023): Bestandsstatistik

⁴⁴ vgl. Datenquelle: E-Control (2023): Bestandsstatistik

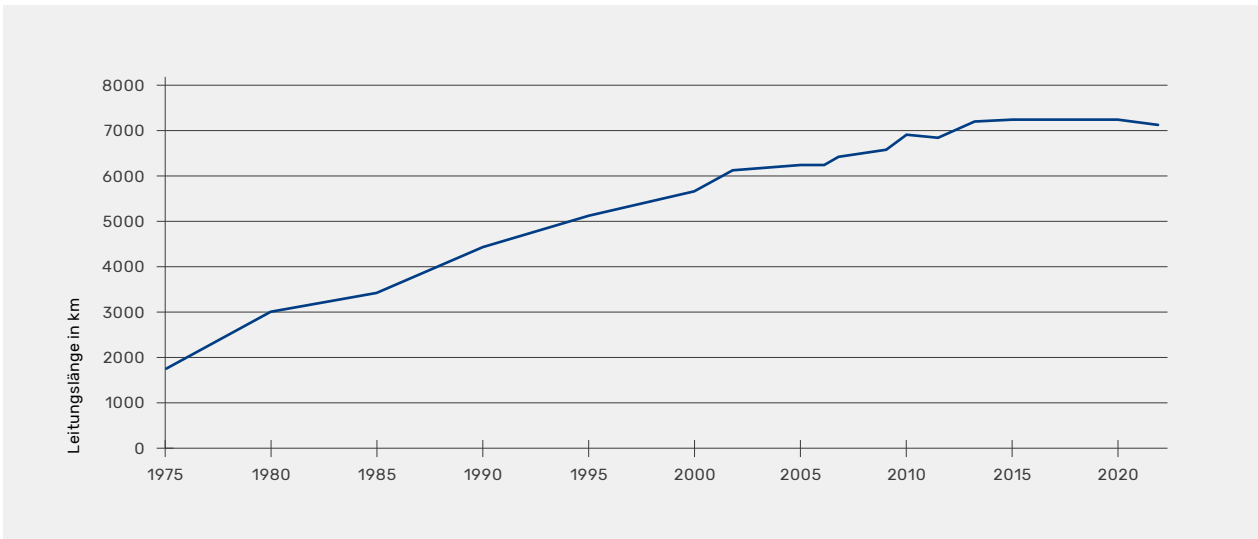


Abbildung 8: Entwicklung der Fern- und Verteilerleitungen in Österreich ab 1975 (exkl. Netzebene 3).
 Datenquelle: E-Control (2023): Bestandsstatistik

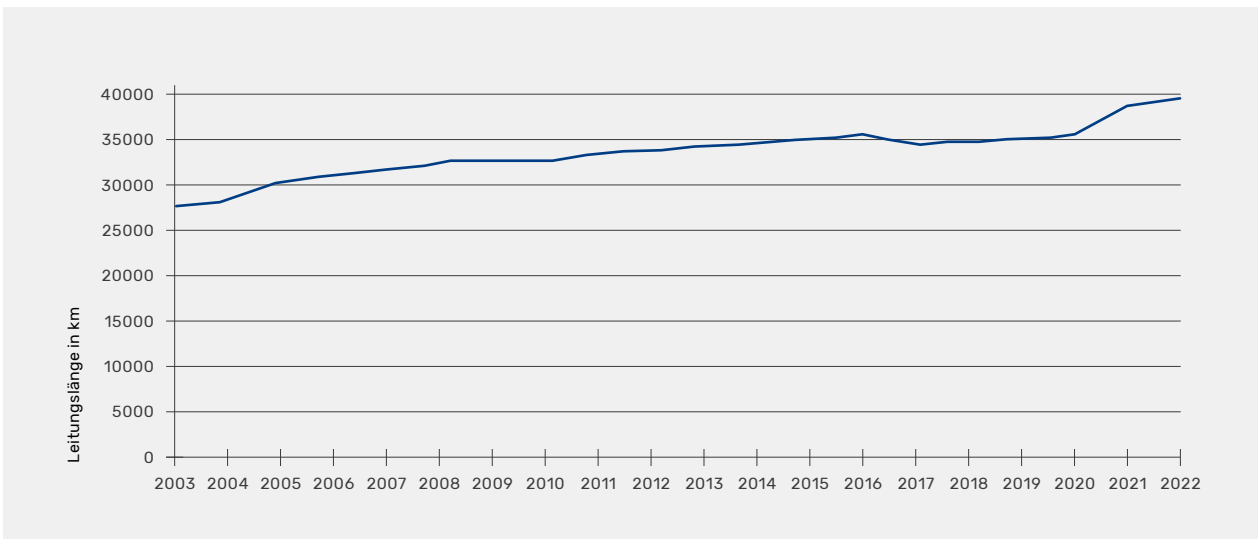


Abbildung 9: Entwicklung der Verteilerleitungen der Netzebene 3 in Österreich ab 2003.
 Datenquelle: E-Control (2023): Bestandsstatistik

3.2. Betreiberunternehmen

In Österreich gibt es zwei Fernleitungsnetzbetreiber: Die **Gas Connect Austria** (ehemals OMV Gas GmbH) wurde 2001 im Zuge der Liberalisierung des europäischen Gasmarktes als 100-prozentige Tochter aus der OMV ausgegründet. Nachdem die Gesetzeslage eine vollständige Trennung des Netzbetriebes von Handel und Produktion vorschrieb und eine klare Abgrenzung nach außen durch einen eigenständigen Unternehmensauftritt erforderte, wurde das Unternehmen im Jahr 2012 umbenannt. 2015 verkaufte die OMV 49 % der Anteile an die Allianz und den italienischen Erdgasnetzbetreiber Snam und schließlich 2021 die verbliebenen Mehrheitsanteile (51 %) an den Verbund, an der wiederum die Republik Österreich die Mehrheit der Anteile hält. Neben dem Fernleitungsnetz betreibt die Gas Connect Austria auch ein kleines Verteilnetz im Osten Niederösterreichs.

Die **TAG GmbH** (Trans Austria Gasleitung GmbH) wurde 2014 gegründet, um im Zuge der von der EU geforderten Entflechtung der Fernleitungsnetzbetreiber den Betrieb der Trans Austria-Gasleitung von der Gas Connect Austria zu übernehmen. Letztere hält 15,53 % der TAG-Anteile. Mehrheitseigentümer ist mit 84,47 % die italienische Snam.

Die wichtigsten Verteilnetzbetreiber in Österreich sind die Energieversorger der Länder und der großen Städte bzw. deren jeweilige, für den Gasnetzbetrieb zuständige Tochterunternehmen:

- Burgenland Energie / Netz Burgenland
- Energie AG / Netz OÖ

- Energie Graz
- Energie Steiermark / Energienetze Steiermark
- EVN / Netz NÖ
- illwerke vkw / Vorarlberger Energienetze
- KELAG / Kärnten Netz
- LINZ AG / LINZ Netz
- Salzburg AG / Salzburg Netz
- TIWAG / TIGAS
- Wiener Stadtwerke / Wiener Netze

Diese Energieversorger sind mehrheitlich im öffentlichen Besitz der jeweiligen Länder und Städte, stehen aber zum Teil auch untereinander in Besitzverhältnissen. So haben beispielsweise die Wiener Stadtwerke Anteile an der EVN und sowohl die EVN als auch die Wiener Stadtwerke halten Anteile an der Burgenland Energie und auch am Verbund. Sowohl Verbund als auch LINZ AG und TIWAG haben Anteile an der Energie AG Oberösterreich, die wiederum Anteile an der Salzburg AG hält. Eine detaillierte Darstellung dieser Verflechtungen liefert eine Grafik der unabhängigen Strom- und Gas-Regulierungsbehörde E-Control (siehe Abb 10).

Gasspeicher werden in Österreich von den beiden heimischen Öl- und Gaskonzernen OMV (31,5 % der Anteile hält die Republik Österreich, 24,9 % das Emirat Abu Dhabi) und RAG (Mehrheitsanteile liegen bei der EVN, der Rest bei Energie Steiermark, Salzburg AG und Uniper) sowie von den beiden deutschen Unternehmen Uniper und astora betrieben bzw. vermarktet.

Erdgasfelder werden in Österreich von der OMV, der RAG und zu einem sehr geringen Teil vom australischen Unternehmen ADX betrieben.

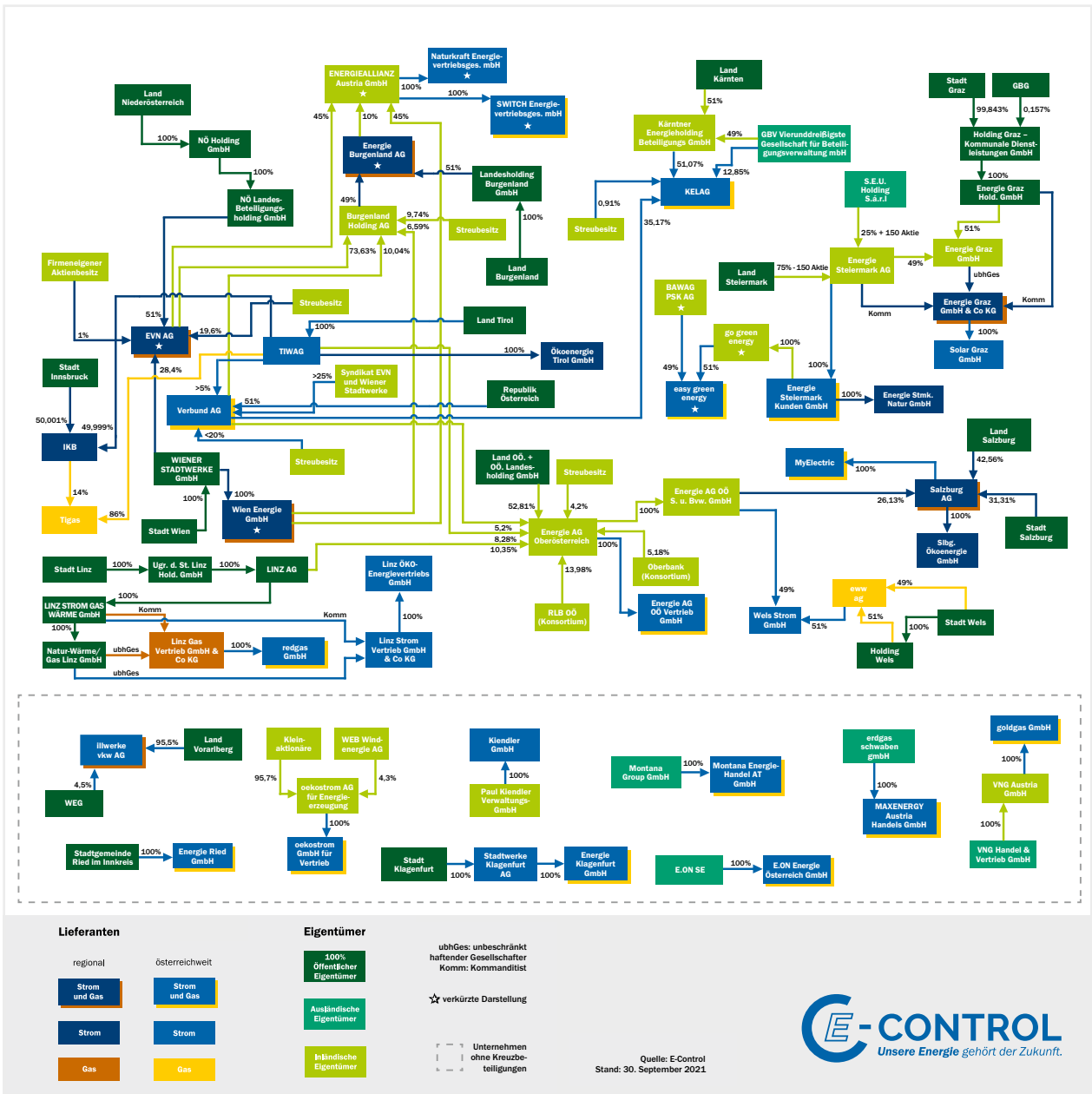


Abbildung 10: Strom- und Gaslieferanten für Kleinkunden in Österreich – Eigentumsverhältnisse: Bildquelle: E-Control. Link: https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/Eigent%C3%BCmer_LF_Kleinkunden_Sept__21_Head__Web.pdf/c8ae973a-c12f-6d50-fe48-2d15a50fbc9c?t=1649315636306

3.3. Kosten und Finanzierung

Der Großteil der Angaben in diesem Kapitel basiert auf Zahlen, die von der E-Control infolge eines Antrags nach dem Umweltinformationsgesetz an GLOBAL 2000 übermittelt wurden. Diese waren der Öffentlichkeit bislang nicht zugänglich. GLOBAL 2000 stellt diese Daten im Rahmen der Studie der Allgemeinheit zur Verfügung (vgl. Tabellen im Anhang).

Exkurs: Regulierung

Im liberalisierten Gasmarkt unterliegt das Netz als „natürliches“ Gebietsmonopol der Regulierung durch die nationale Regulierungsbehörde E-Control. Anders als in den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb von Gas werden die Preise, die Netzbetreiber für die Erbringung ihrer Aufgaben erlösen können, nicht auf Märkten bestimmt, sondern von der Regulierungsbehörde. Bei dem in Österreich umgesetzten System der „Anreizregulierung“⁴⁵ prüft die Behörde die Kosten der Verteilernetzbetreiber für die Erbringung ihrer Aufgaben und legt davon ausgehend die Regulierungssystematik⁴⁶ für eine fünfjährige Regulierungsperiode fest. Aktuell läuft die vierte Periode von 2023 bis 2027. In dieser Regulie-

rungssystematik ist unter anderem festgelegt, welche Kostenpositionen Netzbetreibern angerechnet werden und welche nicht. Damit könnte die Regulierung auch gezielt Anreize setzen, um zur Transformation des Gasnetzes beizutragen.

Die Systemnutzungsentgelte selbst, die Netznutzer an Netzbetreiber für ihre Dienstleistungen zu bezahlen haben, werden jährlich per Verordnung durch die E-Control festgelegt und bestimmen wesentlich die Erlöse der Netzbetreiber.

Investitionen

Von 2010 bis 2022 wurden insgesamt noch rund 1,1 Mrd. € in das Fernleitungsnetz und 1,9 Mrd. € in das Verteilernetz (rd. 93 % davon sind Investitionen in Rohrleitungen) investiert. Zusammengerechnet wurden seit dem Jahr 2010 3 Mrd. € in das österreichische Gasnetz investiert. Mit rund 1,4 Mrd. € flossen knapp die Hälfte dieser Investitionen in die Netzebene 3, also jene Netzebene, an welche vor allem Haushalte und andere Kleinverbraucher angeschlossen sind. Bis zuletzt wurden in diese noch rund 100 Mio. € pro Jahr investiert (siehe Abb. 11).

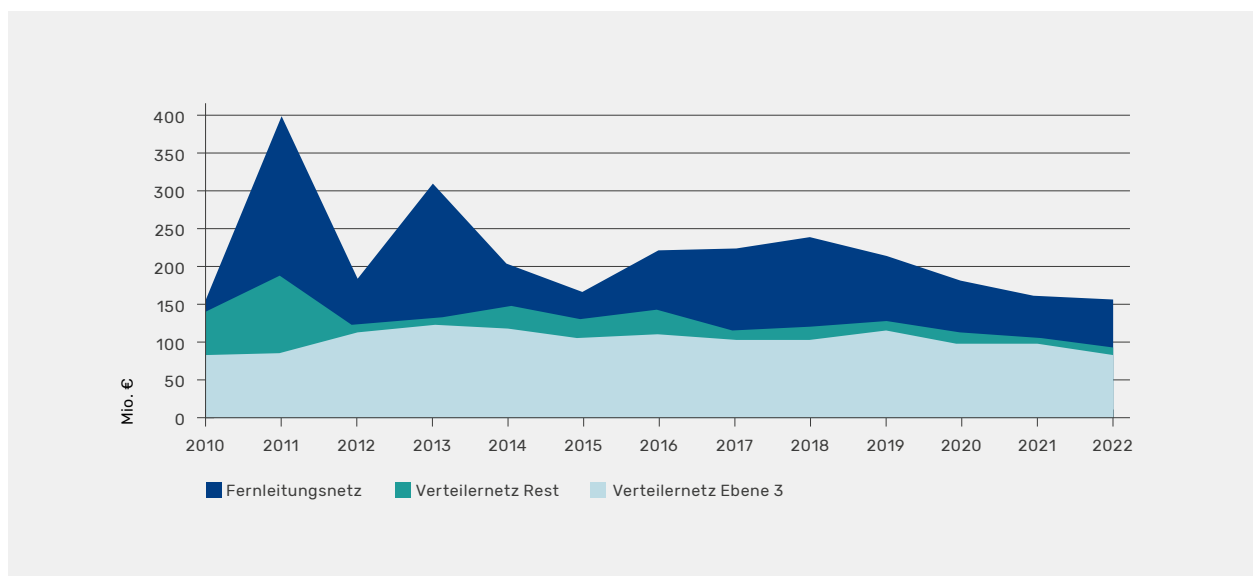


Abbildung 11: Jährliche Investitionen in die österreichische Gasinfrastruktur.
Datenquelle: E-Control (2023), Anm.: Angaben auf Basis eines Antrags nach dem Umweltinformationsgesetz

⁴⁵ Eine allgemeine Beschreibung findet sich unter <https://www.e-control.at/econtrol/themen/netzregulierung>

⁴⁶ Nähere Informationen sowie relevante Dokumente unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>.

Abschreibungen und Restbuchwerte

Entsprechend der immer noch sehr hohen jährlichen Investitionen hat sich auch der Buchwert der Fern- und Verteilerleitungen trotz jährlicher Abschreibungen von rund 200 Mio. € in den letzten Jahren nicht reduziert und lag 2022 bei einem Restwert von 3,5 Mrd. €, wobei

1,2 Mrd. € auf die Fernleitungen und 2,3 Mrd. € auf die Verteilerleitungen entfallen (siehe Abb. 12). Inklusive sonstiger Anlagevermögen (2022: 0,6 Mrd. €) beträgt der derzeitige Buchwert der Gasinfrastruktur sogar über 4 Mrd. € und die jährlichen Abschreibungen liegen insgesamt bei rund 250 Mio. €.

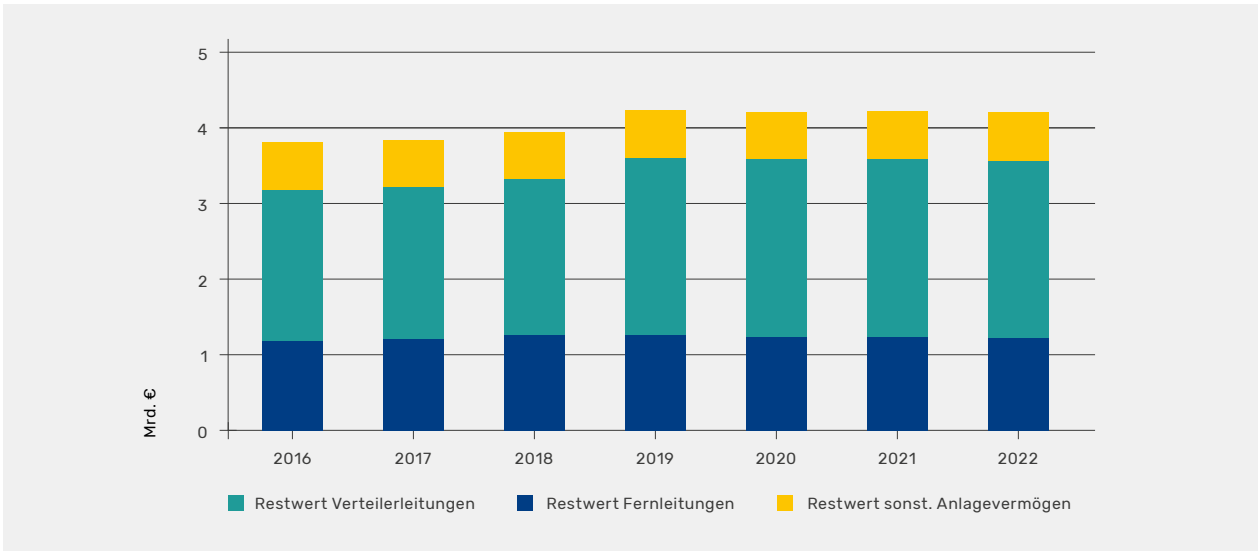


Abbildung 12: Wert der österreichischen Gasinfrastruktur. Datenquelle: E-Control (2023), Anm.: Angaben auf Basis eines Antrags nach dem Umweltinformationsgesetz

Laufende Betriebskosten

Die laufenden jährlichen Kosten für den Betrieb, die Wartung und die Instandhaltung der Gasinfrastruktur liegen bei etwa 85 Mio. €, wovon 35 Mio. € auf das

Fernleitungsnetz und 50 Mio. € auf das Verteilernetz zurückgehen (siehe Abb. 13). Es zeigt sich damit, dass die jährlichen Kosten der Netzbetreiber insgesamt klar von den Abschreibungen dominiert sind.

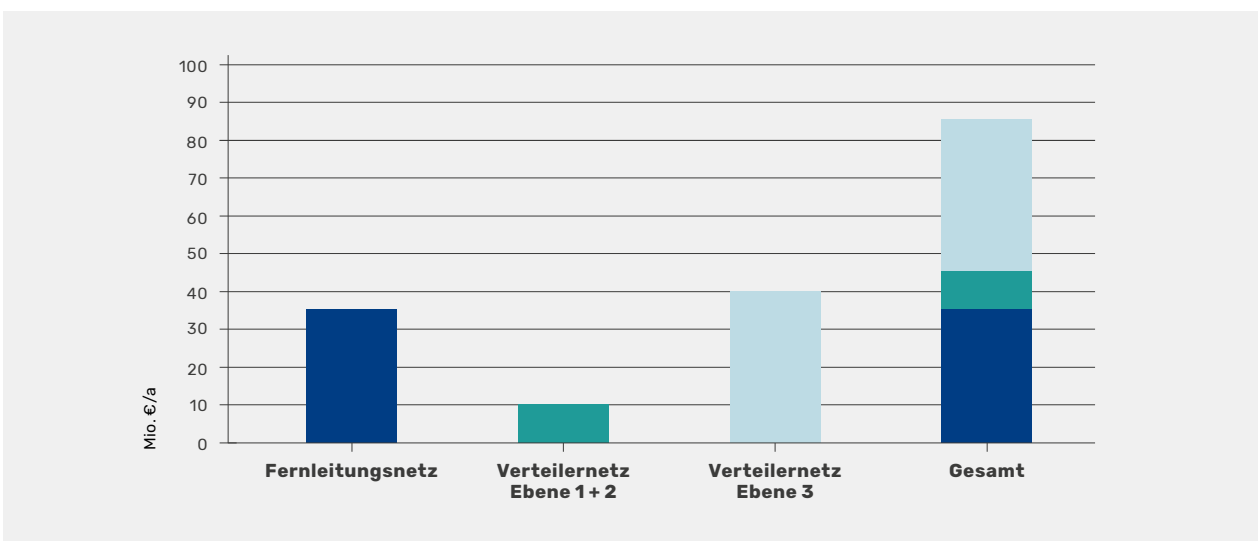


Abbildung 13: Laufende Betriebskosten der österreichischen Gasinfrastruktur. Datenquelle: E-Control (2023), Anm.: Angaben auf Basis eines Antrags nach dem Umweltinformationsgesetz

Finanzierung: Systemnutzungsentgelte

Die Abgeltung der Kosten der Netzbetreiber erfolgt über die Systemnutzungsentgelte, die von Entnehmer:innen und Einspeiser:innen zu entrichten sind. Die Erlöse der Gasnetzbetreiber aus den Systemnutzungsentgelten belaufen sich auf über eine halbe Mrd. Euro pro Jahr (2022: 530 Mio. €). 82 % dieser Erlöse stammen von Entnehmer:innen aus der Netzebene 3,57 % der Erlöse stammen von Endkundinnen und -kunden mit einem Verbrauch von weniger als 40.000 kWh pro Jahr, also überwiegend von Privathaushalten, rund 52 %

von Haushalten selbst. Haushalte machen zwar 94 % des Kundenstamms mit 93 % aller Zählpunkte aus, gemessen an der abgegebenen Erdgasmenge haben sie aber nur einen Anteil von 19 % (siehe Abb. 14). Mit 64 % wird ein Großteil des transportierten Erdgases an lediglich 189 Unternehmen mit einem Bezug von über 27.778 MWh pro Jahr abgegeben⁴⁷. Haushalte und KMUs zahlen somit den Löwenanteil der Gasinfrastruktur, obwohl Großindustrie und E-Wirtschaft für den Großteil des Gasverbrauchs verantwortlich sind.

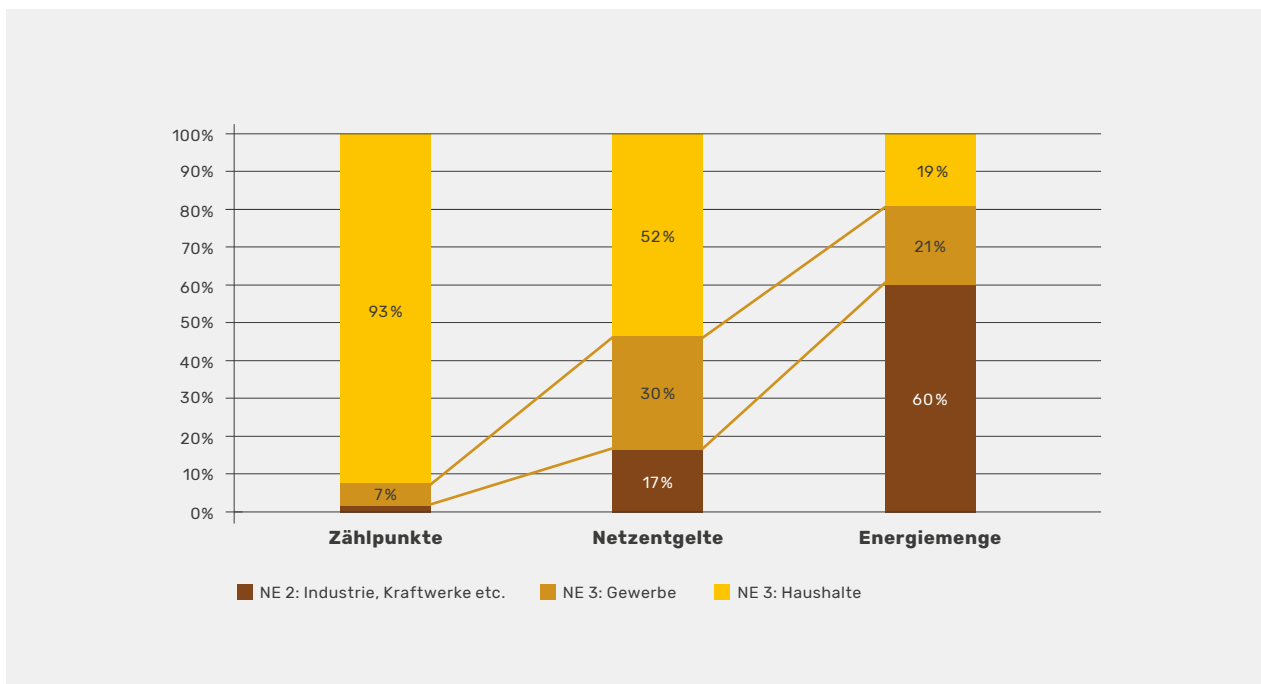


Abbildung 14: Verteilung der Zählpunkte, Netzentgelte und abgegebenen Energiemengen zwischen Netzebenen.

Anmerkung: Werte für 2022. Anteil der Netzentgelte für Haushalte und Anteil der entnommenen Energiemengen von Gewerbe (NE 3 ohne Haushalte) geschätzt auf Basis der Marktstatistik der E-Control und weiteren Angaben zu Zählpunktzahlen⁴⁸.

⁴⁷ vgl. E-Control (2023): Marktstatistik

⁴⁸ BMK (2023): Erneuerbares Gasgesetz (EGG) – Ministerialentwurf, Erläuterungen

4. DIE GASINFRA- STRUKTUR IN EINEM NACHHALTIGEN ENERGIESYSTEM

4.1. Das Potenzial erneuerbarer Gase aus Österreich

Erneuerbares Gas ist einerseits Biogas, das in Biogasanlagen aus nachwachsenden Rohstoffen und Reststoffen erzeugt wird, und andererseits erneuerbarer Wasserstoff, der in Elektrolyseanlagen aus Ökostrom erzeugt werden kann. In der Diskussion über die Zukunft des Gassektors verwendet die österreichische Gasbranche oft den Begriff „Grünes Gas“ als Synonym.

In den letzten Jahren wurden im Auftrag der Gaswirtschaft verschiedene Studien erstellt, die immer höhere werdende Potenziale für erneuerbares Gas angeben^{49, 50, 51, 52, 53}. In diesen Studien wurden allerdings nur theoretische Potenziale publiziert. Sie berücksichtigen zwar die Verfügbarkeit der Ressourcen und Umwandlungseffizienzen, lassen aber Hemmnisse, wie z. B. hohe Kosten, bestehende Rahmenbedingungen, technische Herausforderungen, ökologische Grenzen oder Akzeptanzfragen außen vor. Die Potenzialangaben sind daher sehr kritisch zu sehen und tatsächlich realisierbare Potenziale werden deutlich darunter liegen.

In ihren jüngsten Aussendungen sprechen die Interessenvertretungen der österreichischen Gaswirtschaft von einem Biomethan-Potenzial von über 40 TWh und einem Potenzial für Wasserstoff aus überschüssigem österreichischen Ökostrom von über 20 TWh⁵⁴. Damit

wären zwei Drittel des österreichischen Gasverbrauchs (2021: 90 TWh) gedeckt. Das restliche Drittel könne laut Angaben durch Effizienzmaßnahmen und Importe ausgeglichen werden. Die Gasindustrie fordert daher, die bestehende Gasinfrastruktur aufrechtzuerhalten und für den Komplettumstieg von fossilem Erdgas auf erneuerbares Gas weiterzuentwickeln.

Demgegenüber bewertet eine Studie unter der Leitung der Österreichischen Energieagentur (AEA) im Auftrag des BMK das 2040 realisierbare Potenzial für Biomethan mit lediglich 20 TWh⁵⁵. Selbst um diese Menge zu erreichen, müssen neben knapp 11 TWh Biomethan aus der anaeroben Vergärung biogener Reststoffe auch noch knapp 10 TWh durch die thermische Vergasung von holzartiger Biomasse erzeugt werden. Diese würde ihrerseits dann aber nicht mehr für die Verbrennung zur Verfügung stehen. Die realisierbare Menge von max. 20 TWh scheint mittlerweile aber weitgehend anerkannt zu sein: So sieht auch der Fachverband Gas Wärme mittlerweile „ein Ziel von 15-20 TWh an erneuerbaren Gasen bis 2040 als möglich“ an⁵⁶. Als ein Indiz, dass auch dieses Ziel kaum erreichbar sein wird, kann die Diskussion um das „Erneuerbares-Gas-Gesetz“ (EGG) gelten: Zuletzt legte das BMK einen Gesetzesentwurf vor, der Ziele von 7,5 TWh erneuerbaren Gase im österreichischen Gasnetz für 2030 und von 15 TWh in den Jahre 2035 bis 2040 vorsieht und zur Umsetzung eine Quotenverpflichtung für Gasversorger

⁴⁹ vgl. Energieinstitut an der JKU Linz (2017): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich

⁵⁰ vgl. MU Leoben (2018): Greening the Gas Technisches Potential an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen in Österreich

⁵¹ vgl. Bioenergy 2020+ (2019): Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse

⁵² vgl. Energieinstitut der JKU Linz & MU Leoben (2020): Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Gas im österreichischen Energiesystem

⁵³ vgl. Wagner & Elbling GmbH (2021): ONE100: Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert

⁵⁴ vgl. FGW & ÖVGW (2022): Grünes Gas – Energiezukunft auf den Punkt gebracht

⁵⁵ vgl. Österreichische Energieagentur, Energieinstitut an der JKU Linz, EVT an der Montanuniversität Leoben (2021): Erneuerbares Gas in Österreich 2040

⁵⁶ vgl. FGW (2023): Stellungnahme zum Ministerialentwurf des EGG

einführt⁵⁷. Damit wurde das noch ein Monat zuvor avisierte Regierungsziel von 10,5 TWh im Jahr 2030⁵⁸ bereits deutlich reduziert.

Für grünen Wasserstoff zielt die vom BMK und dem BMDW 2022 vorgelegte Wasserstoffstrategie bis 2030 auf den Aufbau einer Elektrolysekapazität von

1 GW_{el} ab, aus der rund 3,75 TWh erzeugt werden könnten⁵⁹. Für 2040 wird in aktuellen Szenarien (Beschreibungen und Quellen siehe unten) eine mögliche Erzeugungsmenge zwischen 7 und 14 TWh gesehen, die Gaswirtschaft hält dagegen 25 TWh für möglich.⁶⁰ Auch diese Werte sind eher als Potenziale zu qualifizieren, ihre Realisierbarkeit bleibt offen.

4.2. Künftige Nachfrage nach Gas

Die Studie der AEA zeigt auch, dass nicht nur die Potenzialangaben der Gaswirtschaft für die inländische Erzeugung deutlich zu hoch gegriffen sind, sondern dass diese auch nicht berücksichtigt, dass der Bedarf an erneuerbaren Gasen für bestimmte Anwendungen steigen wird: nämlich für Anwendungen, die zwar aktuell noch kein (oder relativ wenig) Gas benötigen, für die aber für ihre Dekarbonisierung keine anderen Alternativen zu erneuerbarem Gas zur Verfügung stehen. Hier handelt es sich um die sogenannten „hard-to-abate“-Sektoren, z. B. bestimmte industrielle Prozesse, flüssige Kraftstoffe auf Basis von erneuerbarem Strom (E-Fuels) und auch die stoffliche Nutzung⁶¹. So wird selbst in einem Szenario, das eine ambitionierte technologische Entwicklung und eine umfassende Nutzung von Ab- und Umgebungswärme sowie eine verstärkte Elektrifizierung annimmt, eine Nachfrage nach erneuerbarem Gas allein in diesen Bereichen (Industrie, Güterverkehr und KWK/Heizwerke) von 89 TWh im Jahr 2040 abgeschätzt (Szenario „Exergieeffizienz“).

In einem Szenario, das von einer konservativen technologischen Entwicklung im Rahmen bisher beobachteter Trends und einer Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur ausgeht, würde die Nachfrage der betrachteten Bereiche laut Energieagentur sogar auf 138 TWh steigen (Szenario „Infrastrukturnutzung“). Ein zusätzlicher Einsatz von Gasen im Gebäudesektor oder im motorisierten Individualverkehr würde zu einer noch höheren Nachfrage nach erneuerbaren Gasen führen. Die Energieagentur empfiehlt daher eine Priorisierung der Nutzung erneuerbarer Gase für Anwendungen, die aus technischen Gründen keine Substitutionsmöglichkeiten von gasförmigen Energieträgern aufweisen.

In einem breiteren Vergleich von Nachfrageszenarien zeigt sich, dass die Bandbreite des Bedarfs an erneuerbaren Gasen 2040 sehr hoch ist und von knapp 30 TWh bis 138 TWh reicht. Die Nachfrage nach Wasserstoff liegt dabei in der Bandbreite von 16 bis 85 TWh (siehe Abb. 15). Die Unterschiede gehen dabei wesentlich auf die allgemeine Nachfrageentwicklung, den Grad der Dekarbonisierung und den Grad der Elektrifizierung zurück. Nicht für alle unten dargestellten Szenarien liegen detaillierte Annahmen vor, aber einige Szenarien seien wegen besonderer Charakteristika hervorgehoben:

- In den Szenarien der AEA werden sämtliche fossile Energieträger durch erneuerbare ersetzt, mit unterschiedlicher Effizienz und unterschiedlichem Elektrifizierungsgrad. Jedenfalls wird auch die gesamte stoffliche Nutzung fossiler Energie durch Erneuerbare substituiert, etwa Erdölderivate für die Kunststoffherstellung, Erdgas für die Düngerproduktion und nichtenergetischer Verbrauch für andere Zwecke in der chemischen Industrie. Auch der Bedarf für die Produktion von E-Fuels ist berücksichtigt. Inwieweit das auch in anderen Szenarien der Fall ist, kann aus den vorliegenden Angaben nicht abschließend festgestellt werden.
- Das Szenario des UBA berücksichtigt Ansätze der Kreislaufwirtschaft und Suffizienz. Dieses Szenario bildet auch die Basis für die Szenarien „Elektrifizierung“ von Frontier Economics/TU Wien und das Szenario des ÖNIP.

Aufgrund der mangelnden Informationen zu den Szenarien sind diese schwer direkt miteinander vergleichbar.

⁵⁷ vgl. BMK (2023): Erneuerbares Gasgesetz (EGG) - Ministerialentwurf

⁵⁸ vgl. BKA (2023): Ergebnisse der Regierungsklausur - Medieninformation

⁵⁹ vgl. BMK und BMDW (2022): Wasserstoffstrategie für Österreich

⁶⁰ vgl. AGGM (2023) H2 Roadmap. Download: <https://www.aggm.at/en/energy-transition/h2-roadmap/> (dl. 21.11.2023)

⁶¹ vgl. Österreichische Energieagentur (2021): Erneuerbares Gas in Österreich 2040

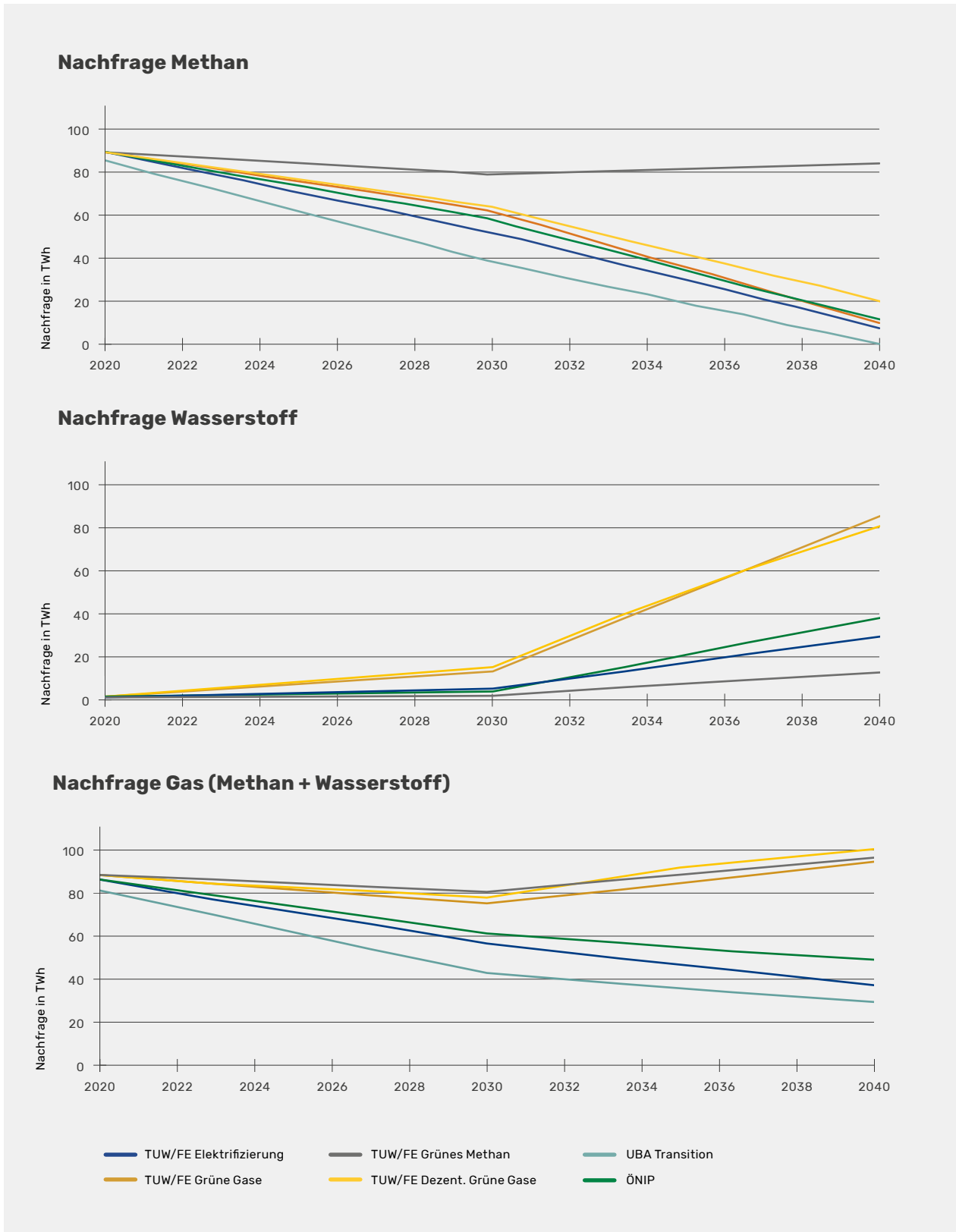


Abbildung 15: Gasnachfrage in verschiedenen Szenarien

Legende: TUW/FE: Szenarien aus Frontier Economics und TU Wien (2023)⁶²; UBA Transition: Szenario „Transition des Umweltbundesamt, zitiert nach BMK (2023)⁶³; ÖNIP: Szenario des Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan, BMK (2023); AEA: Szenarien aus Österreichische Energieagentur, Energieinstitut an der JKU Linz, EVT an der Montanuniversität Leoben (2021); AGGM: Absatzszenarien aus AGGM (2022)⁶⁴

⁶² Frontier Economics und TU Wien (2023): Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich. Im Auftrag des BMK

⁶³ BMK (2023): Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan. Entwurf zur Stellungnahme

⁶⁴ AGGM (2022): Langfristige und integrierte Planung 2022

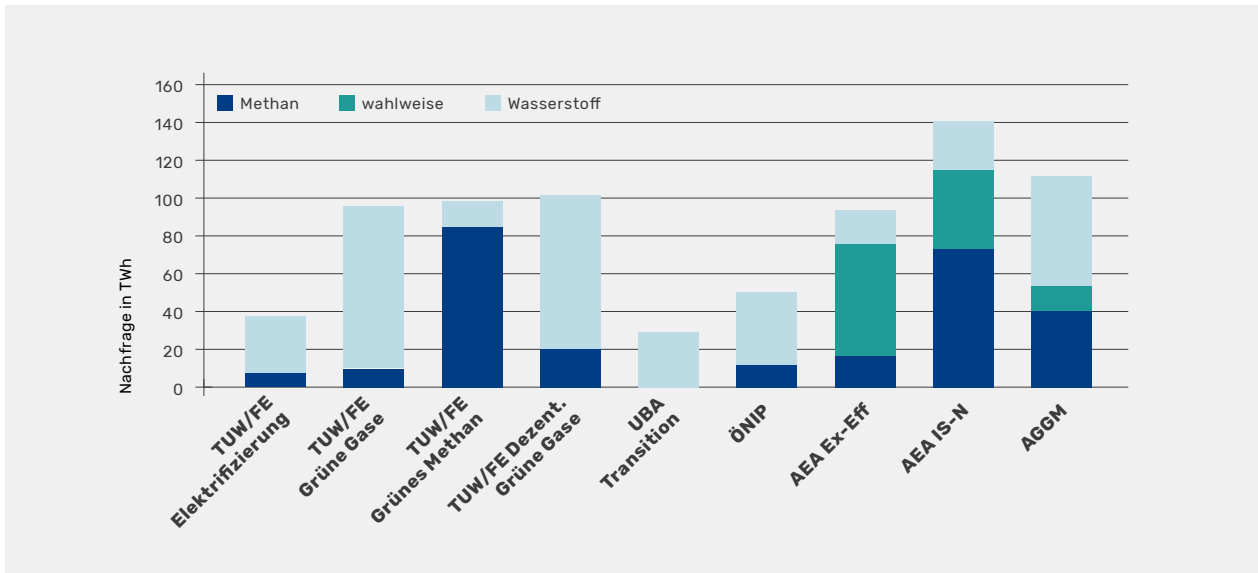


Abbildung 15: Gasnachfrage in verschiedenen Szenarien: Nachfrage Gas 2040

Die Szenarien weisen eine erhebliche Bandbreite auf. Gemeinsam ist ihnen, dass im Gasnetz künftig auch (in den meisten Szenarien überwiegend) Wasserstoff transportiert wird und die Methannachfrage (bis auf

eine Ausnahme) meist deutlich sinkt. Die Herausforderung besteht in der zeitgerechten und geplanten Anpassung der Infrastruktur an diese neuen Aufgaben.

4.3. Gibt es sinnvolle Importoptionen?

Die Diskrepanz zwischen den beschriebenen Erzeugungspotenzialen – verbunden mit den Schwierigkeiten, sie auch tatsächlich zeitgerecht zu realisieren – und den nachgefragten Mengen zeigt bereits auf, dass bestimmte Mengen erneuerbarer Gase importiert werden müssten. Die beschriebenen Szenarien gehen davon aus, dass kein Biomethan, sondern lediglich grüner Wasserstoff importiert wird, der Bedarf dafür liegt zwischen 19 und 73 TWh, im Szenario „Infrastrukturnutzung“ der AEA sogar 118 TWh.

In diesen Szenarien wird eine weiterhin hohe Produktion der chemischen Industrie vorausgesetzt. Durch längere Produktlebensdauer und Kreislaufwirtschaft lässt sich die Kunststoffproduktion aber auch reduzieren. Neue landwirtschaftliche Methoden und bewährte Biolandwirtschaft können wiederum den Düngemittelseinsatz reduzieren. Auf diese Weise lässt sich die Wasserstoffmenge für die chemische Industrie reduzieren. Eine Quantifizierung steht allerdings noch aus.

In den Szenarien wird dabei in der Regel davon ausgegangen, dass diese Mengen per Pipeline importiert werden können. Eine Studie im Auftrag des Klimaschutzministeriums BMK untersuchte auch verschiedene Lieferketten und Importrouten von grünem Wasserstoff auf ihre Kosten und die entstehenden Treibhausgas-Emissionen⁶⁵. Pipelineimporte aus Spanien und Tunesien schneiden dabei am besten ab. Viele Fragen zum Aufbau der gesamten Lieferkette über Fragen der Nachhaltigkeit bis hin zu globalen Gerechtigkeitsfragen bleiben aber noch zu klären. Die Studie empfiehlt daher auch internationale Standards für Wasserstoff-Qualität und international anerkannte Zertifizierungssysteme.

Alleine aufgrund der räumlichen Nähe und leichter Beeinflussbarkeit und Nachvollziehbarkeit von Nachhaltigkeits- und sozialen Aspekten (Zertifizierung, Herkunftsnachweise) sollte Importen aus dem europäischen und EU-Raum der Vorzug gegeben werden.

⁶⁵ vgl. AIT und Frontier Economics (2022): Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff

4.4. Transformation der Gasinfrastruktur

Die technische Umsetzung

Eine vom deutschen Umweltbundesamt beauftragte Studie⁶⁶ unterscheidet in einer Kostenabschätzung drei mögliche Maßnahmen zur Stilllegung von Gasleitungen:

1. Rückbau: Die im Erdboden verlegte Gasleitung wird nach Aufforderung durch den Grundstückseigentümer ausgebaut und das Grundstück in den ursprünglichen Zustand zurückversetzt. Grundbuchliche Leitungssicherungsansprüche werden zurückgegeben. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
Kostenschätzung: 280.000 €/km

2. Verdämmung und Versiegelung: Die Erdgasleitung verbleibt im Erdboden, die Leitungen werden inertisiert und mit Füllstoffen (wie Betonit) verfüllt. Der Leitungshohlraum wird geschlossen. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
Kostenschätzung: 70.000 €/km

3. Versiegelung: Die Erdgasleitungen werden inertisiert und verbleiben als Hohlraum im Boden. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.
Kostenschätzung: 20.000 €/km

Die Gasinfrastruktur muss auf dem Weg zur Klimaneutralität transformiert und an ihre neuen Aufgaben angepasst werden. Die bestehende Infrastruktur ist auf Methan mit begrenzter Zulässigkeit der Beimischung von Wasserstoff ausgelegt. Sie dient der Durchleitung und dem Import großer Gasmengen mit relativ wenigen Einspeisern (Erdgasfelder, einige wenige Biogasanlagen) sowie der Versorgung relativ weniger großer und einer sehr großen Anzahl kleiner Abnehmer. Künftig muss sie anderen Anforderungen genügen:

Die Transformation der Gasinfrastruktur wird Abnahmemengen und Anzahl der Zählpunkte auf Netzebene 3 dramatisch senken:

- Derzeit werden auf Netzebene 3 auf rund 40.000 km Leitungslänge ca. 25 bis 30 % des gesamten Gasabsatzes über 99 % der knapp 1,3 Mio. Zählpunkte abgegeben. Einen Großteil davon machen Gebäude aus, die Gas für die Raumheizung und Warmwasserbereitung, in Ballungsräumen teilweise auch zum Kochen verwenden (93 % der Zählpunkte sind in Privathaushalten).

- In diesem Segment sinkt die Nachfrage nach Methan bis 2040 um 95 bis 100 %, lediglich in einem Szenario mit starker dezentraler Einspeisung geht sie „nur“ um über 75 % zurück⁶⁷.

Im Zuge der Transformation der Gasinfrastruktur werden Leitungen auf Netzebene 3 immer weniger gebraucht:

- Nachdem Gas zur Wärmeversorgung von Gebäuden kaum noch erforderlich sein wird, verbleiben lediglich Verbraucher:innen, die Gas für Prozesswärme benötigen und die keine günstigere Möglichkeit zur Dekarbonisierung haben, sowie allenfalls Biomethananlagen, die auf Netzebene 3 einspeisen. Für diese kann ein Weiterbetrieb bestimmter Netzabschnitte erforderlich und sinnvoll sein. Das macht auch die Wechselwirkung ersichtlich, die im ersten Punkt aufgezeigt wurde: Wird ein Netzabschnitt aufrechterhalten, um Prozesswärmebedarf abzudecken oder Biomethan einzuspeisen, besteht hier prinzipiell auch die Möglichkeit, Gebäude mitzuversorgen.

⁶⁶ vgl. Wachsmuth et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors

⁶⁷ Auf Basis der Szenarien von Frontier Economics und TU Wien (2023), da hier die Annahmen am besten dokumentiert sind.

- Der Anteil der dann nicht mehr benötigten Leitungen ist ohne detaillierte Modellierung allerdings schwer abzuschätzen. Untersuchungen dazu liegen für Österreich noch nicht vor. Eine Studie aus Deutschland kann jedoch Hinweise geben:⁶⁸ Anhand von vier Modellnetzen, die städtische und ländliche Gasnetze mit und ohne angeschlossene Industriebetriebe abbilden, wird gezeigt, dass bei einer Reduktion des Gasabsatzes in Netzen ohne Industrie um rund 90 % nur noch 6 % der ursprünglichen Gasnetzlänge erforderlich sind. Wird der Gasabsatz in Netzen mit Industrie um rund 80 % reduziert, sind nur noch 8 % der Netzlängen erforderlich. Wird ein Teil der Gebäude mit erneuerbarem Gas beheizt, wird ein deutlich größere Netzlänge benötigt, knapp 30 % der ursprünglichen Länge.

Die verbleibenden Leitungen auf Netzebene 3 können während der Transformation bis zum maximal möglichen Wasserstoffanteil als Mischgasleitungen genutzt werden:

- Steigende Wasserstoffmengen im übergelagerten Netz durch den Hochlauf der Erzeugung bzw. Importe werden auch die Wasserstoffanteile und -mengen auf Netzebene 3 steigen lassen. Der zulässige Anteil von aktuell 10 % Wasserstoff im Methanetz kann nach Vorstellung der Gasbranche weiter Richtung 20 % angehoben werden⁶⁹.
- Da Wasserstoffeinspeisung eher nicht auf Netzebene 3 stattfinden wird (Elektrolyseure haben typischerweise höhere Leistungen als Biogasanlagen, siehe nächster Punkt) und auch expliziter Wasserstoffbedarf hier eher nicht zu erwarten ist, sind dedizierte Wasserstoffleitungen (Neubau oder Umwidmung von Methanleitungen) auf Netzebene 3 nicht sinnvoll.

Die Transformation der Gasnetze bedeutet auch, dass die Zahl der Einspeiser überwiegend auf der Netzebene 2 steigen wird:

- Zur Einspeisung von 10 TWh Biomethan wären rund 700 Biomethananlagen mittlerer Größe⁷⁰ erforderlich.

- Darüber hinaus würden für 10 TWh grünen Wasserstoff hundert(e) Elektrolyseure notwendig sein, die ans Netz angebunden werden müssen.

Veränderungen für Leitungen auf Netzebene 2 durch die Transformation:

- Auch hier ist die Abnahme der Methanmengen und Zählpunkte zu erwarten, aber es wird auch eine neue zusätzliche Nachfrage mit teilweise dediziertem Wasserstoffbedarf entstehen und Wasserstoff eingespeist werden.
- Durch die Abnahme des Methanbedarfs werden zunehmend Methanleitungen „frei“, die sukzessive auf Wasserstoff „umgewidmet“⁷¹ werden können.
- Damit wird die Anpassung der Netzebene 2 nicht nur von der Netzabgabe und ihrer räumlichen Verteilung, sondern auch von der Einspeisung und ihrer räumlichen Verteilung geprägt werden. Beispiel: In den Szenarien von Frontier Economics und TU Wien (2023) nimmt die erforderliche Leitungslänge aufgrund des Nachfragerückgangs deutlich ab. Aber während sie in den Szenarien mit niedriger (dezentraler) Einspeisung erneuerbarer Gase um 41 % sinkt, geht sie in den Szenarien mit hoher Einspeisung um nur 25 bis 28 % zurück.

Auch die Leitungen Netzebene 1 und Fernleitungsnetz sind durch die Transformation betroffen:

- Auch hier werden sukzessive Leitungen immer weniger für Methan, sondern für Wasserstoff benötigt. In den zitierten Szenarien wird davon ausgegangen, dass kein erneuerbares Methan, sondern nur erneuerbarer Wasserstoff importiert werden wird.
- Möglicherweise bleibt die Transitfunktion für das österreichische Gasnetz auch langfristig weiter bestehen. Frontier Economics und TU Wien (2023) etwa gehen davon aus, dass Transitflüsse auch 2040 bestehen, aber deutlich niedriger ausfallen. Die Flussrichtung auf der Trans Austria Gasleitung TAG wird sich gemäß dieser Studie umkehren, erneuerbares Gas dann über Italien importiert werden.

⁶⁸ Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation.

⁶⁹ ÖVGW (2021): Mehr Grünes Gas im Gasnetz: Neue ÖVGW-Richtlinie ermöglicht bereits Wasserstoffanteil von 10 Prozent (Presseaussendung).

⁷⁰ Das entspricht Anlagen mit einer Einspeiseleistung von knapp 200 Nm³/h (entsprechend knapp 2 MW). Das ist auch die Durchschnittsgröße der bestehenden Biogasanlagen, die lt. Kienberger et al. (2019) am kostengünstigsten ans Gasnetz angeschlossen werden könnten.

⁷¹ „Umwidmung“ ist der von der Gasbranche verwendete Begriff für die Nutzungsänderung von Methanleitungen für den Wasserstofftransport.

- Die Initiative „European Hydrogen Backbone“ der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber plant bereits intensiv an der Planung eines europaweiten Wasserstofffernleitungsnetz, das überwiegend auf die Umrüstung bestehender Erdgaspipelines, teilweise aber auch auf den Bau neuer Wasserstoffleitungen setzt.

Durch die Transformation wird auch die Speicherung an Bedeutung zunehmen:

- Erneuerbarer Wasserstoff kann als speicherbarer Energieträger möglichst systemdienlich eingesetzt werden. Er bietet sich auch für die saisonale Speichermöglichkeit von Sommerüberschüssen aus der Stromerzeugung von Photovoltaik für den Winter an.

- Die Wasserstoffstrategie sieht große Kapazitäten dafür vor allem in geologischen Kavernen- und Porenspeichern. Dabei gilt es aber technische Herausforderungen bei der Nutzung von geeigneten Untertagespeichern zu meistern. Es bleibt zu klären, welche Kapazitäten der bestehenden Methanspeicher umgenutzt bzw. welche zusätzliche Kapazitäten etwa in ausgeförderten Gasfeldern geschaffen werden können.

Die Betrachtung zeigt, dass der Umbau der Gasinfrastruktur sehr umfassend ausfallen wird und eine gute koordinierte Planung notwendig ist, damit die Gasinfrastruktur auf eine klimafreundliche Art und Weise transformiert werden kann.

ANHANG

Folgende Zahlen wurden von der E-Control infolge eines Antrags nach dem Umweltinformationsgesetz an GLOBAL 2000 übermittelt. Diese waren der Öffentlichkeit bislang nicht zugänglich.

Jährliche Investitionen (in 1.000 €)

	Fernleitungsnetz	Verteilerleitungsnetz nach Netzebenen			
		Netzebene 1	Netzebene 2	Netzebene 3	nicht zugeordnet
2010	12.134,19	51.196,60	5.326,07	85.095,46	Auswertung erst ab 2016
2011	209.340,26	63.977,32	34.094,57	87.203,96	
2012	58.950,17	4.770,92	3.883,22	113.353,10	
2013	176.370,36	1.797,39	6.487,23	123.999,88	
2014	58.005,69	19.408,86	6.956,19	119.955,95	
2015	34.302,03	16.452,20	8.756,65	108.313,07	
2016	78.083,29	24.617,65	7.335,13	110.469,13	35.864,58
2017	107.066,20	5.582,77	6.836,94	104.671,65	17.868,59
2018	115.242,37	7.461,99	10.222,41	106.283,34	17.675,63
2019	82.833,27	4.240,25	9.660,42	116.192,60	24.054,24
2020	64.155,71	-	15.810,12	99.558,65	26.471,57
2021	52.988,65	-	8.234,23	99.372,51	28.593,34
2022	59.556,30	-	13.748,91	82.208,68	29.350,25

Quelle: E-Control (2023)

Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung (in 1.000 €)

	Fernleitungsnetz	
	operativer Betrieb	Transportenergie und zusammenhängende Kosten
2013-2016	65693,28	89800,76
2017-2020	77007,80	69642,00
2021-2024	69.513,23	72.901,90

Quelle: E-Control (2023)

	Verteilerleitungsnetz		
	Netzebene 1	Netzebene 2	Netzebene 3
2013-2017	11.620,99	35.029,41	158.891,72
2018-2022	12.391,32	40.339,44	185.325,38
2023-2027	11.956,47	38.758,48	199.654,22

Quelle: E-Control (2023)

Erlöse der Gasnetzbetreiber (in €)

	Netzebene 2	Netzebene 3		Erdgastankstellen
		gesamt	davon Zone 1*	
2010	76.416.844,01	419.803.086,11	281.460.004,05	984.761,27
2011	85.299.660,61	425.526.083,23	292.725.524,96	493.349,40
2012	92.901.151,41	441.790.417,39	302.734.847,58	662.096,05
2013	90.005.801,77	446.534.417,99	306.551.884,75	912.063,96
2014	93.688.358,96	470.735.065,85	324.830.560,39	982.583,11
2015	86.986.723,34	466.822.194,36	320.662.900,93	1.083.877,15
2016	95.705.793,14	491.976.868,28	329.406.906,05	1.149.839,22
2017	101.430.656,51	510.670.122,00	350.007.026,47	1.237.679,37
2018	87.573.735,95	452.729.269,63	311.251.761,87	1.220.245,80
2019	85.661.332,29	427.161.677,01	294.210.460,58	1.173.226,04
2020	83.213.921,22	420.278.173,89	288.760.320,30	1.108.022,32
2021	84.101.083,66	428.226.581,17	295.428.404,91	1.068.171,51
2022	91.020.969,29	437.997.377,29	302.986.376,69	984.022,47

Quelle: E-Control, *Entnehmer der NE 3 mit einem Jahresverbrauch von weniger als 40.000kWh

Erlöse der Gasnetzbetreiber im Jahr 2022 nach Bundesländern (in €)

	Netzebene 2	Netzebene 3		Erdgastankstellen
		gesamt	davon Zone 1*	
Burgenland	990.185,50	22.942.715,38	16.373.988,85	27.761,00
Kärnten	2.313.472,98	9.505.450,02	4.420.390,97	27.203,51
NÖ	15.232.413,11	93.815.696,28	73.193.634,67	150.411,60
OÖ	24.762.656,51	54.008.243,44	37.550.426,24	262.315,58
Salzburg	2.642.627,63	18.299.317,29	9.383.835,30	139.838,01
Steiermark	20.212.544,45	35.603.602,55	19.164.777,11	80.907,13
Tirol	4.844.691,48	47.243.083,25	20.825.235,11	161.787,20
Vorarlberg	0,00	16.889.710,86	7.421.316,68	51.753,89
Wien	20.022.377,63	139.689.558,22	114.652.771,75	82.044,55

Quelle: E-Control, *Entnehmer der NE 3 mit einem Jahresverbrauch von weniger als 40.000kWh

Abgabemengen der Gasnetzbetreiber (in GWh)

	Netzebene 2	Netzebene 3	
		gesamt	davon Zone 1*
2010	61.348,80	35.143,50	19.151,50
2011	60.557,10	34.997,50	18.537,00
2012	52.292,80	35.003,50	18.350,90
2013	45.227,90	39.202,40	18.793,80
2014	42.356,70	33.847,10	15.817,80
2015	47.960,60	35.315,90	16.703,50
2016	50.140,80	36.073,00	17.748,70
2017	57.568,60	38.447,90	18.894,40
2018	54.050,40	36.665,90	17.593,60
2019	54.135,90	36.680,20	17.569,10
2020	53.994,30	36.410,10	17.640,50
2021	55.725,10	39.665,10	19.190,30
2022	53.454,60	35.158,80	16.438,70

Quelle: E-Control, *Entnehmer der NE 3 mit einem Jahresverbrauch von weniger als 40.000 kWh

Abgabemengen der Gasnetzbetreiber im Jahr 2022 nach Bundesländern (in GWh)

	Netzebene 2	Netzebene 3	
		gesamt	davon Zone 1*
Burgenland	557,60	1.813,40	907,60
Kärnten	1.009,20	769,80	218,60
NÖ	10.480,50	7.108,40	4.806,50
OÖ	16.678,30	6.273,00	2.421,40
Salzburg	1.210,80	1.614,20	658,10
Steiermark	9.869,60	4.086,90	1.113,30
Tirol	1.103,70	2.948,40	980,40
Vorarlberg	0,00	2.247,30	669,00
Wien	12.544,90	8.297,40	4.663,80

Quelle: E-Control, *Entnehmer der NE 3 mit einem Jahresverbrauch von weniger als 40.000 kWh

Buchwerte und jährliche Abschreibungen (in 1.000 €)

	Fernleitungsnetz		Verteilernetz			
			Rohrleitungen		restliches Anlagevermögen	
	Buchwert	AfA	Buchwert	AfA	Buchwert	AfA
2016	1.182.529,21	114.568,67	2.003.483,03	74.412,59	635.467,70	52.014,27
2017	1.216.635,95	96.105,44	2.037.743,46	76.480,57	616.135,04	52.695,58
2018	1.257.645,68	96.340,72	2.068.543,47	81.123,86	620.905,31	52.166,90
2019	1.265.050,22	101.780,99	2.344.376,00	95.025,92	624.779,16	53.458,98
2020	1.244.185,26	105.079,37	2.355.002,63	98.115,37	614.401,71	50.130,60
2021	1.242.804,16	105.015,22	2.359.458,28	101.041,25	626.647,59	51.523,74
2022	1.225.923,87	107.330,00	2.345.183,21	104.013,73	634.840,31	53.725,45

Quelle: E-Control