

STELLUNGNAHME

vom 11. April 2024 zum

**„Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-
Verteilernetze“ des Bundesministeriums für Wirt-
schaft und Klimaschutz**

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.

Ansprechpartner

Philipp Ginsberg, M.Sc.

Robert-Koch-Platz 4

D-10115 Berlin

Tel.: +49 307 947 3665

E-Mail: philipp.ginsberg@dvgw.de

Der DVGW begrüßt, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit dem „Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ erstmalig ein Konzeptpapier für die Transformation der Gasverteilernetze zur Konsultation gestellt hat, das den regulatorischen Handlungsbedarf in einem ganzheitlichen Ansatz beleuchtet. Dies war dringend notwendig, da der Gesetzgeber mit dem Gebäudeenergiegesetz und dem Wärmeplanungsgesetz bereits im Jahr 2023 Regelungen zur Nutzung der Gasverteilernetze im Kontext der Wärmeplanung beschlossen hat und er die europäische Gasbinnenmarkttrichtlinie zeitnah in nationales Recht überführen muss.

Bei der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens sind die Grundprämissen zur Bedeutung der Gasverteilernetze im klimaneutralen Energiesystem von zentraler Bedeutung. Zu unserem Bedauern misst das BMWK den Gasverteilernetzen in diesem Kontext eine untergeordnete Bedeutung bei. Folglich betrachtet das Green Paper die Transformation nicht ausreichend im Dreiklang von Umnutzung, Stilllegung und partiellem Neubau. Erwägungen zur Resilienz der Energiewende oder aber eine differenzierte Betrachtung der durch die Gasverteilernetze versorgten Kundengruppen finden sich im Papier nicht wieder.

Der DVGW teilt die politisch einseitigen Grundprämissen des BMWK daher ausdrücklich nicht. Aus den nachfolgenden Gründen bedarf es einer politischen Neubewertung der Rolle der Gasverteilernetze für die Energiewende.

► **Wasserstoff ist die zweite Säule des klimaneutralen Energiesystems – der politische Fokus auf die Stilllegung der Verteilnetze gefährdet den Wasserstoffhochlauf.**

Das Industrieland Deutschland wird auch in einer klimaneutralen Energieversorgung durch einen sehr hohen Bedarf an importierter Energie geprägt sein. Obgleich Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und dem heimischen Ausbau der Erneuerbaren die benötigte Primärenergie voraussichtlich leicht reduzieren werden, ist eine Energieautarkie auf sehr weit absehbare Zeit nicht realisierbar. Entsprechend wird der zusätzliche Energiebedarf in Zukunft durch den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten gedeckt werden müssen. Hierin sind sich Bundesregierung, Energiewirtschaft und Wissenschaft einig. Der DVGW sieht ebenfalls die Notwendigkeit einer schnellen Marktentwicklung.

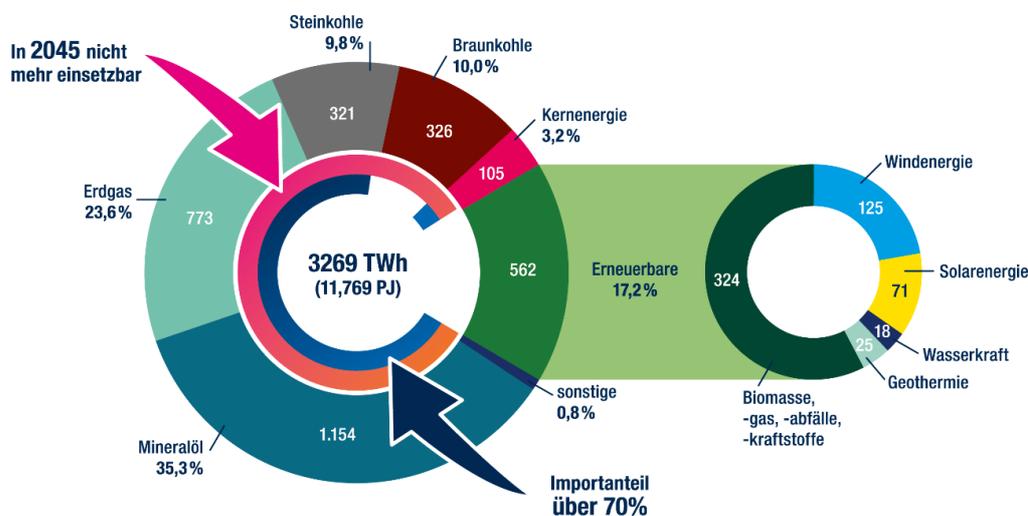


Abbildung 1: **Deutscher Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2022** (Daten: AGE, 2023) [© DVGW, H2vorOrt]

Damit ein Wasserstoffmarkt in der benötigten Dimension entstehen kann, muss die Politik einen Ordnungsrahmen vorlegen, der bei Investoren, Erzeugern, Netzbetreibern und Kunden Vertrauen schafft. Mit dem politischen Fokus auf die Stilllegung des wasserstofffähigen und flächendeckend ausgebauten Gasverteilnetzes erreicht die Bundesregierung leider genau das Gegenteil. Denn es sind zum Großteil die bereits heute bestehenden Gasnetze, die in einem klimaneutralen Energiesystem die Wasserstofferzeuger und -anwender verbinden werden und nur in sehr geringem Maß neu gebaute Wasserstoffleitungen.

► **Die Gasverteilnetze sind die Lebensadern unserer Industrie-, Strom- und Wärmeversorgung – und werden dies auch langfristig bleiben müssen.**

Damit die großen benötigten Wasserstoffmengen zu den Endverbrauchern in Industrie und Mittelstand sowie zu Kraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und auch Haushalten gelangen können, ist es zwingend notwendig, die heutige Gasnetzinfrastruktur bedarfsgerecht zu einer Wasserstoffinfrastruktur umzustellen.

Das deutsche Gasverteilnetz ist mit einer Gesamtlänge von rund 562.000 Kilometern flächendeckend ausgebaut und eng vermascht, das Fernleitungsnetz versorgt rund 500 Großkunden. Alle anderen Gaskunden, d.h. gut 1,8 Millionen Betriebe, tausende Kraftwerke sowie die Heizungen der Hälfte aller deutschen Haushalte, werden über das Verteilnetz effizient und sicher beliefert. Die Gasverteilnetze sind zum großen Teil in kommunaler Hand und finanzieren in vielen Fällen auch relevante Teile des kommunalen Haushalts.

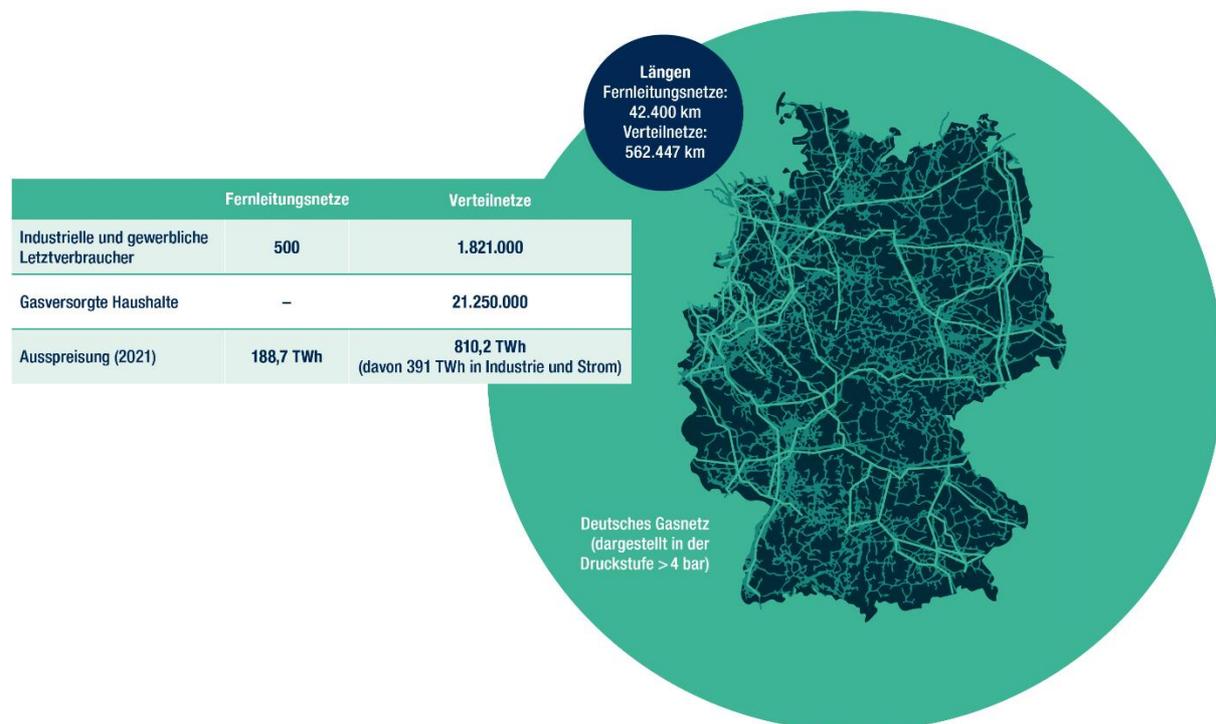


Abbildung 2: **Struktur des deutschen Gasnetzes.** Quellen: BNetzA „Monitoringbericht 2022“, DVGW „Gas- und Wasser-Statistik“ (Stand August 2023), BDEW „Die Energieversorgung 2022, Jahresbericht“ [© DVGW, H2vorOrt]

Da viele der heute über das Gasverteilnetz versorgten Letztverbraucher in Zukunft Wasserstoff zur Erreichung der Klimaziele benötigen, muss das Gasverteilnetz von heute zum Wasserstoffverteilnetz von morgen weiterentwickelt werden.

- **Die deutsche Industrie, der Mittelstand und die Kommunen setzen fest auf Wasserstoff und klimaneutrale Gase – hierfür benötigen sie ein leistungsstarkes Gasverteilnetz.**

Eine Umfrage der Initiative H2vorOrt im DVGW¹ zeigt, dass rund 70 Prozent von etwa 2.000 befragten Industrieunternehmen fest mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in ihrem Unternehmen planen:

	befragt	davon H ₂ -Interesse	in %
RLM-Arbeit < 10 Mio. kWh	1,147	781	68 %
RLM-Arbeit ≥ 10 Mio. kWh	476	410	86 %
RLM-Arbeit ≥ 50 Mio. kWh	128	110	86 %
RLM-Arbeit ≥ 100 Mio. kWh	157	140	89 %
Gesamt	1.908	1.441	76 %

Abbildung 3: **Befragte RLM-Kunden nach Größenklasse.** Quelle: Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2023 [© DVGW, H2vorOrt]

Die Umfrage zeigt ebenfalls, dass 90 Prozent von rund 1.000 befragten Kommunen auf Wasserstoff und klimaneutrale Gase setzen oder einen Einsatz für möglich halten. Nur fünf Prozent sehen derzeit keinen zukünftigen Einsatz klimaneutraler Gase:

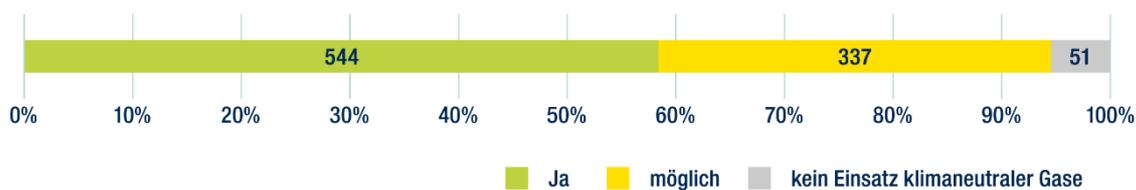


Abbildung 4: **Anteil der Kommunen, die langfristig auf klimaneutrale Gase setzen.** Quelle: Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2023 [© DVGW, H2vorOrt]

Dies hat der Gesetzgeber teilweise bereits erkannt und mit dem Gebäudeenergiegesetz die Transformation von Gasverteilnetzen für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff vorgesehen. Mit der Wärmeplanung wurde parallel dazu im Wärmeplanungsgesetz ein erstes Planungsinstrument geschaffen, um vor Ort die Wasserstoffbedarfe der lokalen Kunden zu ermitteln und eine Weiterentwicklung der Gasverteilinfrastruktur durch die Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten zu ermöglichen.

- **Die Gasverteilnetze sind für den Betrieb eines resilienten, klimaneutralen Stromsystems alternativlos.**

Über 70.000 Gas-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke und vor allem kleinere Blockheizkraftwerke (BHKW) gleichen aktuell Lastspitzen des deutschen Strombedarfs aus, wo Er-

¹ H2vorOrt (2023): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, online verfügbar via: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2023-des-GTP.pdf>, letzter Zugriff am 26.03.2023.

neuerbare Energien wegen ihrer Volatilität nicht ausreichen oder gerade wenig Strom erzeugen. Auch bei der Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) spielen sie eine entscheidende Rolle.

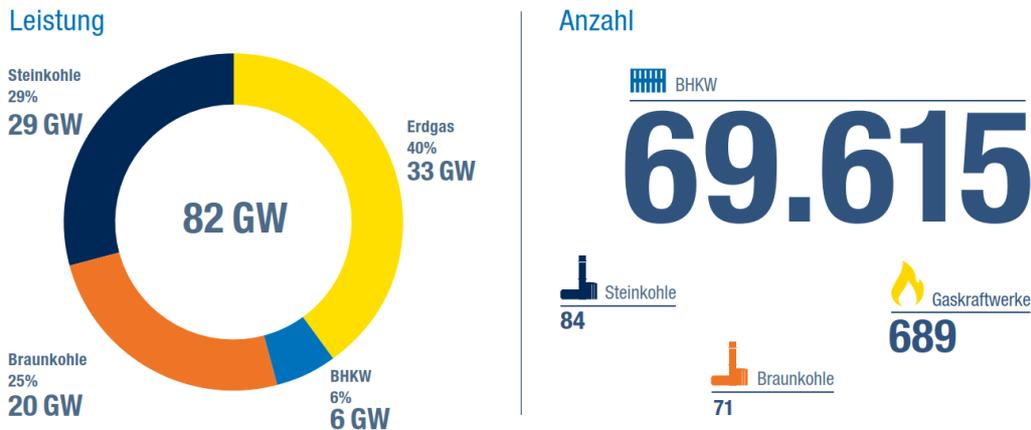


Abbildung 5: **Leistung und Anzahl der deutschen Kraftwerke.** Quelle: DVGW (2024): Bedeutung der Gasnetze für die Versorgung von Kraftwerken [© DVGW]

Gemäß der deutschen Klimaziele werden Braun- und Steinkohle bis spätestens 2038 aus dem Energiemix herausfallen, bis 2045 auch Erdgas. Für die Versorgungssicherheit ist es jedoch zwingend notwendig, die bestehenden Anlagen umzurüsten und zu erhalten – zunächst auf Erdgas und dann auf klimafreundlichen Wasserstoff. Für diesen Fall wird das deutsche Gasnetz zur Versorgung der Kraftwerke benötigt.

Die DBI-Gruppe hat im Auftrag des DVGW 70.459 Kraftwerksstandorte mit einer gesamten installierten Leistung von 82 Gigawatt (GW) analysiert und untersucht, ob diese nach einer Umrüstung über das Fernleitungsnetz, das H2-Kernnetz oder das Gasverteilnetz versorgt würden.

Das Ergebnis: Die Kraftwerksstandorte sind regional breit gestreut. Über 80 Prozent der Anlagen und rund drei Viertel der Gesamtleistung (62 GW) befinden sich über einen Kilometer vom bestehenden Fernleitungsnetz entfernt – und damit im Bereich des aktuellen Gasverteilnetzes. 90 Prozent aller berücksichtigten Anlagen bzw. 80 Prozent der installierten Leistung wären über einen Kilometer vom bislang geplanten H2-Kernnetz entfernt.

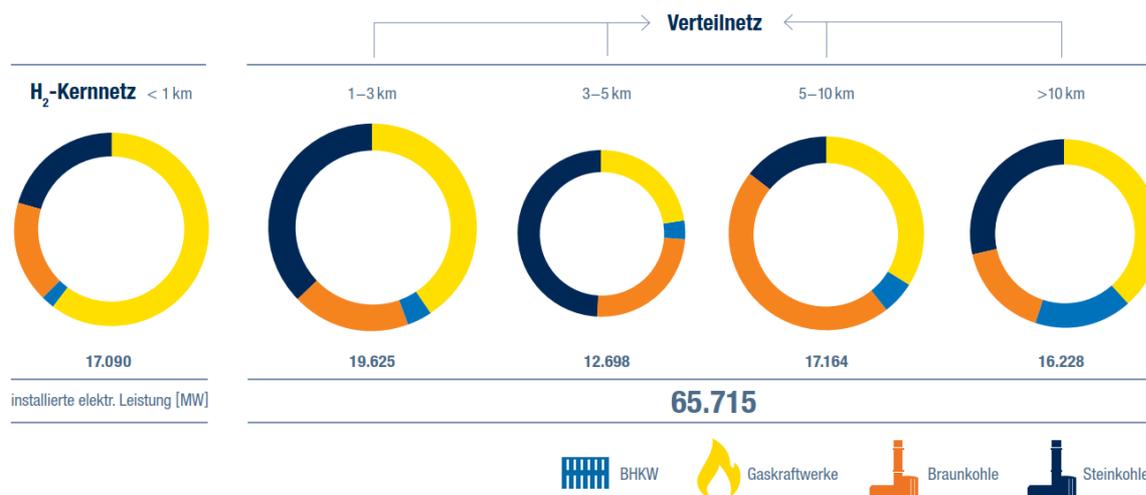


Abbildung 6: **Räumliche Nähe bestehender Kraftwerke zum H2-Kernnetz und den bestehenden Gasverteilnetzen.** Quelle: DVGW (2024): Bedeutung der Gasnetze für die Versorgung von Kraftwerken [© DVGW]

► **Die Bedeutung der Gasverteilnetze für die Industrie- und Stromversorgung zeigt, dass der politische Fokus auf Umstellung statt Stilllegung liegen sollte.**

Die Gasbranche hat dies bereits frühzeitig erkannt und im DVGW, in Zusammenarbeit mit dem VKU, mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) nach DVGW-Merkblatt G 2100 erstmals ein zentrales Planungsinstrument der Branche für die Transformation der Gasverteilnetze veröffentlicht – und seitdem jährlich weiterentwickelt.²

Transformationsplanungen der Gasverteilnetzbetreiber auf Basis des Merkblattes erfüllen die perspektivisch geltenden gesetzlichen Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes und des Wärmeplanungsgesetzes schon heute weitgehend. Denn der Leitfaden deckt bereits in seiner jetzigen Fassung alle wesentlichen Analysefelder ab:

- Die *Kapazitätsanalyse* zur Dimensionierung des zukünftigen klimaneutralen Verteilnetzes
- die *Kundenanalyse* zur Ermittlung der Bedarfe bei Kommunen, Industrie und Stromerzeugung
- die *Einspeiseanalyse* zur Ermittlung der lokalen Einspeisung von Wasserstoff und Biomethan
- die *Technikanalyse* zur Ermittlung des technischen Anpassungsbedarfs der Infrastruktur für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff

Der im Green Paper formulierte Dreiklang aus Umnutzung, Stilllegung und partiellem Neubau findet sich bereits heute im Leitfaden wieder. Als universelles und neutrales Planungsinstrument trifft das DVGW-Merkblatt keine inhaltlichen Vorfestlegungen, sondern ermöglicht den einzelnen Netzbetreibern eine individuelle Planung im Einklang mit den kommunalen Wärmeplänen.

Die Planungsergebnisse des Jahres 2023, an denen sich 241 Gasverteilnetzbetreiber mit einer Netzlänge von insgesamt 415.000 km beteiligt haben, zeigen:

- Bis 2030 wird in großen Teilen Deutschlands mit der Einspeisung von Wasserstoff in die Verteilnetze begonnen.
- Bereits 2035 werden in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt. Die vollständige Umstellung der Wasserstoffgebiete wird bis 2045 abgeschlossen sein.
- Erstmals wurden Zielzustände für 2045 ausgewertet: Es ist erkennbar, dass Wasserstoff fast in ganz Deutschland zum Einsatz kommen wird. Viele Netzbetreiber gehen auch von einem gleichzeitigen Einsatz von Biomethan oder anderweitig klimaneutral erzeugtem Methan aus.
- Die Rohrleitungen in den deutschen Gasverteilnetzen bestehen zu über 97 Prozent aus den wasserstofftauglichen Materialien wie Stahl und Kunststoff.
- Aus technischer Sicht stellen Armaturen und Einbauteile in Gasverteilnetzen keine grundlegenden Hürden bei der H₂-Readiness dar.

² Mittlerweile liegt das DVGW-Merkblatt G 2100 in der Fassung Mai 2023 vor.

Diese und viele weitere Planungsergebnisse, die in ihrem Detailgrad europaweit einmalig sind, sollten zwingend Eingang in die politischen Grundprämissen des BMWK finden. Der politische Fokus sollte im Sinne einer resilienten Energiewende insbesondere auf der volkswirtschaftlich effizienten Umstellung bestehender Gasnetze liegen – und nicht einseitig auf deren Stilllegung. Hierfür stehen der DVGW und seine Mitgliedsunternehmen der Bundesregierung partnerschaftlich zur Verfügung.

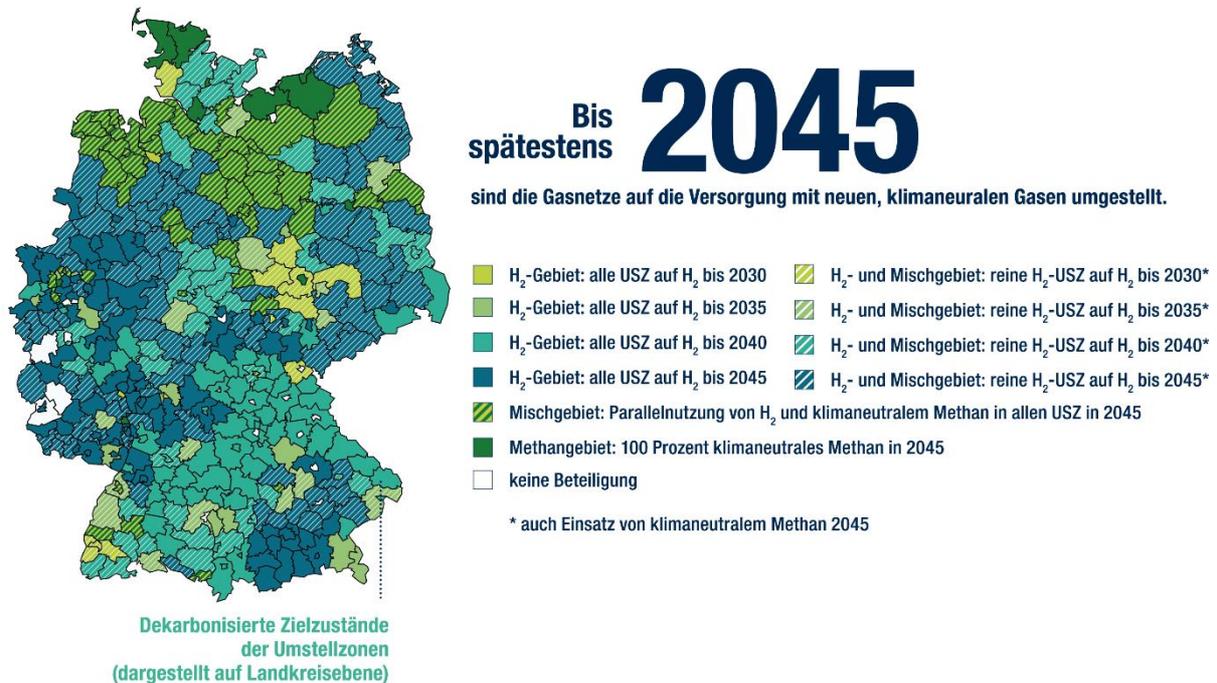


Abbildung 7: **Dekarbonisierte Zielzustände der Umstellzonen (dargestellt auf Landkreisebene).** Quelle: Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2023 [© DVGW, H2vorOrt]

Beantwortung der Detailfragen

Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung

1. Wie lassen sich der Aufbau zukunftssträchtiger Netze für Wasserstoff bzw. Wärme mit der Umwidmung bzw. ggf. Stilllegung von Erdgasverteilernetzen optimal verknüpfen, so dass die Transformationskosten für alle Beteiligten minimiert werden?

Antwort:

Die Transformation der Gasversorgung umfasst eine Vielzahl an Akteuren. Auf Ebene der Fernleitungsnetze wird derzeit in einem ersten Schritt ein Wasserstoffkernnetz geplant, das wiederum in einem zweiten Schritt in einer integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff bedarfsgerecht erweitert werden wird. Gleichzeitig versorgen die Fernleitungsnetzbetreiber die Kunden bis auf wenige Ausnahmen nicht direkt, sondern beliefern die Gasverteilernetzbetreiber, an deren Netzen die Kunden angeschlossen sind. Die lokalen Kunden, insb. im Industriebereich, haben bisweilen schon klare Vorstellungen davon, wann sie Wasserstoff einsetzen wollen, oder benötigen Informationen über eine Wasserstoffumstellung für die Planung ihrer Prozesse – denn Investitionsentscheidungen in neue Produktionsanlagen müssen bisweilen Jahre zuvor getroffen werden und betriebliche Investitionszyklen berücksichtigt werden. Aber auch Privatpersonen brauchen für die Planung der Heizung im Eigenheim Klarheit über die Umstellung der Versorgung. Hierzu wird eine vorausschauende Transformationsplanung mit Umstellzeitpunkten des Netzes vor Ort benötigt. Die Gasverteilernetzbetreiber haben folglich die Aufgabe, die Transformation von Fernleitungen und lokalen Kunden zeitlich gut aufeinander abzustimmen und die Entwicklung des Kernnetzes in das Verteilnetz hinein fortzusetzen.

Es ist daher essenziell, dass die Gasverteilernetzbetreiber in den Dialog mit Industriekunden und Kommunen einerseits und den vorgelagerten Netzbetreibern andererseits treten. Hierdurch können iterativ optimale Umstellzeitpunkte für Abschnitte im Verteilnetz bestimmt werden, die sowohl die Möglichkeiten der Versorgung durch das Kernnetz als auch die Bedarfe der Kunden optimal aufeinander abstimmen. Diese Kohärenz der Planung gilt nicht nur für industrielle Endabnehmer, sondern genauso für die Entwicklung einer kommunalen Wärmeplanung. Zeichnen sich etwa lokale Wasserstofffankerkunden in einer Kommune ab, kann die Wärmeversorgung mit Wasserstoff – direkt über das Gasverteilnetz oder indirekt über ein Wärmenetz – eine naheliegende und volkswirtschaftlich sinnvolle Dekarbonisierungsoption darstellen. Der DVGW geht basierend auf einer aktuellen Studie von Wasserstoffpreisen für Endkunden im Bereich von **11-15 ct/kWh** aus.

Die bedarfsgerechte und volkswirtschaftlich kostenoptimale Transformation von Gasverteilernetzen muss drei Komponenten umfassen:

1. Umnutzung der bestehenden Infrastruktur für die Durchleitung von Wasserstoff und Biomethan.
2. Stilllegung einzelner Leitungsstränge, wenn etwa im Zuge der Wärmeplanung, Wohngebiete mit alternativen Energieträgern beheizt werden sollen.
3. Partieller Neubau von Leitungen, um

- a. während des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft, in der es zunächst eine Parallelversorgung mit Methan und Wasserstoff geben wird, Unterbrechungen in der Versorgung zu vermeiden und
- b. Industriekunden ohne heutigen Gasnetzzugang eine Wasserstoffversorgung zu ermöglichen.

Das DVGW-Merkblatt G 2100 „Gasnetzgebietstransformationsplan“, der eine allgemein anerkannte Regel der Technik (aaRdT) im Sinne des § 49 Energiewirtschaftsgesetzes darstellt und als standardisiertes technisches Planungsinstrument für die Gasverteilnetze zur Klimaneutralität fungiert, bildet diesen Dreiklang vollumfänglich ab. Im Rahmen der Analyse der Kapazitätsbedarfe werden hierbei die Verteilnetze in sogenannte „Umstellzonen“ unterteilt. Als Umstellzonen werden Teilnetze definiert, die netzhydraulisch eigenständig sind und sich aufgrund ihrer Größe für eine Umstellung auf Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase anbieten. Sie bilden die Grundlage für die zukünftige Detaillierung der Transformationsplanung. Umstellzonen können wiederum auch vollständig stillgelegt werden, wenn etwa im Zuge der Wärmeplanung eine alternative Versorgung vorgesehen ist und sich im Bereich der Zone keine Wasserstoffankerkunden wiederfinden. Durch diese detaillierte Planung erfolgt die Transformation der Gasverteilnetze bedarfsgerecht und kosteneffizient.

2. Welche Regelungen eines neuen Ordnungsrahmens für die Transformation von Gasverteilernetzen werden von betroffenen Stakeholdern als nötig erachtet und gibt es über die oben skizzierten Optionen weitere Themen, die bei der Anpassung des Ordnungsrahmens berücksichtigt werden müssen? Hinsichtlich welcher der vorgeschlagenen Regelungen bestehen Bedenken?

Antwort:

Der Ordnungsrahmen muss den oben beschriebenen Dreiklang aus Umstellung, Stilllegung und Ergänzungsneubau in gleichberechtigter Weise abbilden. Hierbei ist insbesondere darauf zu achten, dass die Gasverteilnetzbetreiber nicht durch politischen Druck und entsprechenden gesetzlichen Regelungen zu einer vorschnellen Stilllegung der Netze gedrängt werden. Dies wäre mit Blick auf eine resiliente Erreichung der Klimaziele ein fatales Zeichen, da der technische Lösungsraum hierbei „künstlich“ eingeengt würde. Wenn die Option Wasserstoff nicht mehr zur Verfügung stünde, könnten mit dem sodann erforderlichen massiven Ausbau der Stromnetze sowie der Wärmenetze mögliche Bottle-Necks entstehen, die eine Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 unwahrscheinlich machen.

Neben den Regelungen zur Stilllegung sind daher insbesondere Regelungen zur Finanzierung der Wasserstoffumstellung zu schaffen. Die hierbei anfallenden Kosten sollten nicht allein von Gasverteilnetzbetreibern getragen werden.

3. Wie wird die Zukunft der Gasverteilernetze eingeschätzt? Überwiegen die Chancen oder wird es künftig vorrangig um Stilllegung und Rückbau gehen?

Antwort:

Im Rahmen der Analyse der Kapazitätsbedarfe nach dem DVGW-Merkblatt G 2100 „Gasnetzgebietstransformationsplan“ unterteilen die Verteilnetzbetreiber ihre Netze in sogenannte *Umstellzonen*, s.o. Ihr Umfang wurde auf Basis der jeweils zugehörigen amtlichen Gemein-

deschlüssel definiert, die die Gasnetzkonzessionen abbilden. Die Planungen im Gasnetzgebietstransformationsplan 2023, an dem sich 241 Netzbetreiber beteiligt haben, die zusammen 415.000 km Gasverteilnetze betreiben, umfassen in Summe über 1.400 Umstellzonen deutschlandweit. Die Analyse der Ergebnisse zeigt, wie sich die Wasserstoffbedarfe bei den teilnehmenden Unternehmen entwickeln. Es zeichnen sich insb. bereits vor 2030 eine erste Verschiebung der Kapazitätsbedarfe von Erdgas zu Wasserstoff ab.

In Summe wird schon heute deutlich, dass die Gasverteilnetzbetreiber von einer ambitionierten Transformation ihrer Netze hin zu den klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff und Biometan ausgehen.

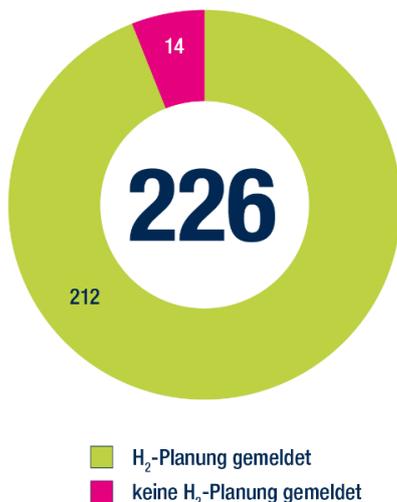


Abbildung 8: Anzahl der Meldungen mit Wasserstoffplanungen (Quelle: DVGW, H2vorOrt)

Bei einigen Netzbetreibern werden die notwendigen Kapazitäten zur Versorgung der Kunden allerdings auch rückläufig erwartet oder Umstellzonen ganz stillgelegt. Dies ist beispielsweise dort der Fall, wo durch alternative Versorgungslösungen, wie Nah- und Fernwärmenetze, heutiger Erdgasverbrauch substituiert werden kann. Zudem rechnen viele Netzbetreiber mit Energieeffizienzgewinnen. Die Ergebnisse des Gasnetzgebietstransformationsplans 2023 können im Detail im [Ergebnisbericht](#) nachgelesen werden.

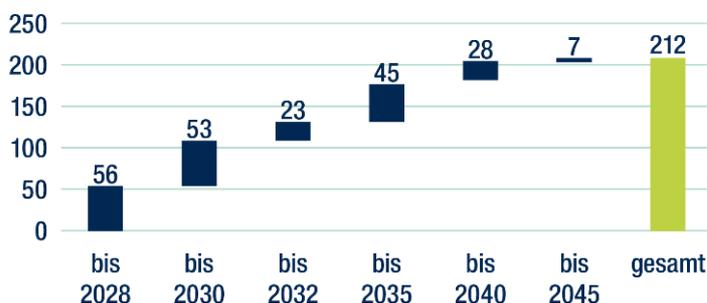


Abbildung 9: Zeitlich Gruppierete Darstellung des Beginns der Wasserstoffeinspeisung (Quelle: DVGW, H2vorOrt)

4. Welche Rolle können Gasverteilernetze beim Wasserstoffnetzaufbau spielen? Welche Rahmenbedingungen sollten gelten, damit Chancen der Wasserstoff-Wirtschaft durch Gasverteilernetzbetreiber genutzt werden können?

Antwort:

Siehe hierzu unsere Antwort auf Frage 1 und 2.

5. Welcher Bedarf an Umstellungen auf Wasserstoff-Verteilernetze wird gesehen? Mit welchen Umstellungskosten ist zu rechnen? Welche Bedingungen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Wasserstoff-Verteilernetzen erfüllt sein? Welche Geschäftsmodelle sind vorstellbar oder schon konkret geplant, um Umstellung und Bau von Wasserstoff-Verteilernetzen in welchen Abnehmergruppen und Druckebenen wirtschaftlich rentabel zu machen? Welche Herausforderungen bestehen in der Transformationsphase? Welche zeitliche Dimension wird als realistisch angesehen bzw. ab welchem Zeitpunkt wird eine Umstellung attraktiv sein?

Antwort:

Es zeichnet sich ein hoher Bedarf an Umstellungen von Gasverteilnetzen auf Wasserstoff ab, siehe dazu unsere Antwort auf Frage 3 und die Ergebnisse des [Gasnetzgebietstransformationsplans](#). Im Ergebnisbericht finden sich ebenfalls detaillierte Informationen über Umstellungszeiträume. Eine **Investitionsplanung** ist Teil der iterativen Fortschreibung des Gasnetzgebietstransformationsplans. Die Gasverteilnetzbetreiber haben das Ziel, eine solche **bis zum Jahr 2025** abgeschlossen zu haben. Diese wird eine wesentliche Grundlage für die Erfüllung des § 71k GEG darstellen. Hierzu erwartet die Gasbranche eine praxistaugliche Festlegung der Bundesnetzagentur.

Vor Abschluss der Investitionsplanungen können keine belastbaren Aussagen über zeitliche gestaffelte Kosten oder Geschäftsmodelle getroffen werden.

Eine neue Studie des DVGW geht allerdings davon aus, dass die Umstellungskosten für das gesamte deutsche Gasverteilnetz eine **zusätzliche Investitionssumme von 4 Mrd. Euro** nicht überschreiten werden.³ Die Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten verdeutlicht, dass im Bereich der Rohrleitungen und Hausanschluss-Bauteile die höchsten Kosten im Rahmen der regulären Erneuerung zu erwarten sind. Die außerplanmäßige Erneuerung zur Erhöhung der H₂-Readiness macht hingegen nur einen geringen Anteil an den Gesamtinvestitionskosten aus (11%). Dies unterstreicht, dass bereits ein Großteil der Assets der dt. Gasinfrastruktur für Wasserstoff geeignet sind. Anpassungsbedarf besteht insbesondere im Bereich der Messtechnik. Hervorzuheben ist, dass Teile der nicht für Wasserstoff geeigneten Assets bereits im Rahmen der regulären Erneuerung ersetzt werden. Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark) unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation H₂-Mehrkosten in Höhe von 4 Mrd. Euro.

³ DBI (2024): H₂-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze. Update 2024.

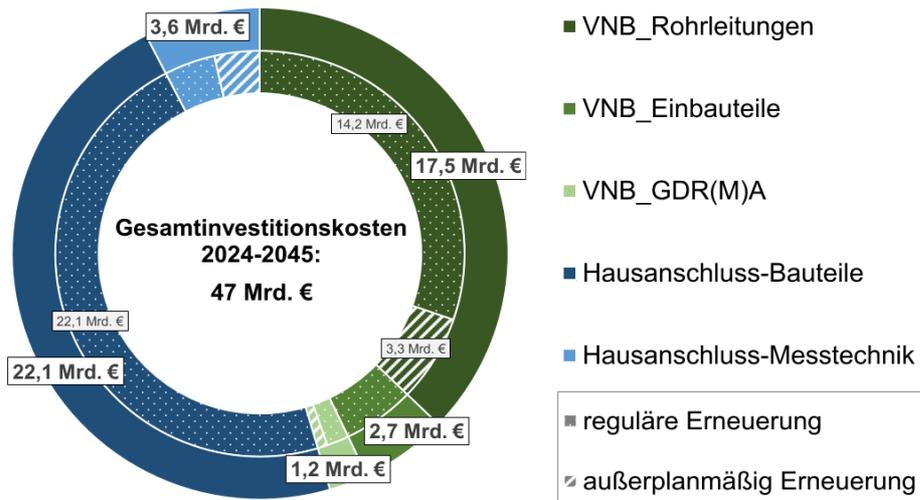


Abbildung 10: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten bis 2045 inkl. außerplanmäßiger Erneuerungen zur Erhöhung der H₂-Readiness. Quelle: DBI (2024): H₂-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze. Update 2024.

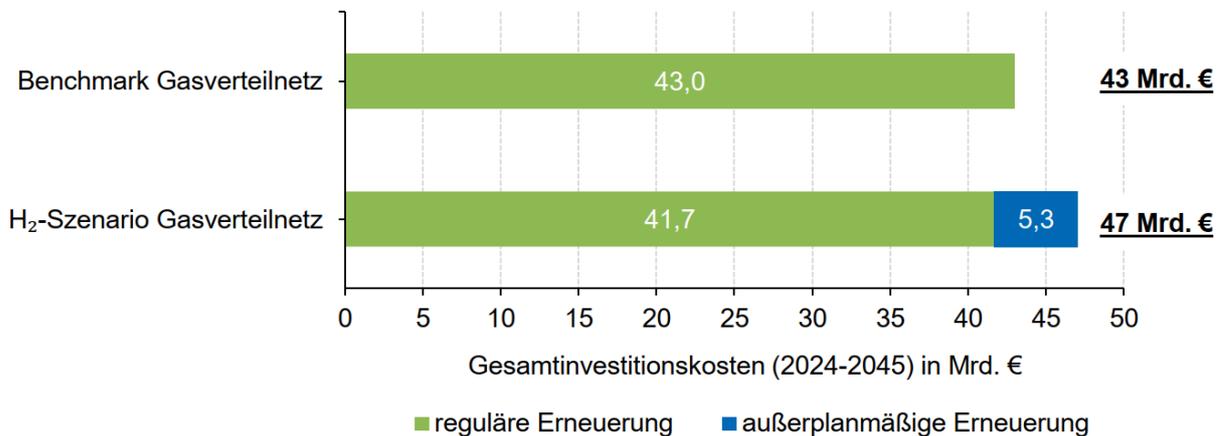


Abbildung 11: Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark) ergeben sich für die Transformation H₂-Mehrkosten in Höhe von 4 Mrd. €. Quelle: DBI (2024): H₂-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H₂-Umrüstung der dt. Gasnetze. Update 2024.

6. Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit das Verknüpfen von überregionalem Wasserstoff-Transportnetz und Wasserstoff-Verteilernetzen reibungslos funktioniert? Im Jahr 2032 soll das Wasserstoff-Kernnetz errichtet sein: Für wann, in welchem Umfang und mit welcher Zielrichtung wird die Umstellung der Gasverteilernetze auf Wasserstoff erwartet? Welche logistischen Herausforderungen sehen Sie dabei?

Antwort:

Siehe zum allgemeinen Zusammenspiel von Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern unsere Antworten auf die Fragen 1 und 3.

Für eine kohärente Wasserstoffnetzplanung wird es in Zukunft zentral sein, einen Transformationsprozess im integrierten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff zu etablieren und kontinuierlich mit regionalisierten Netzplanungen abzustimmen. Auf diese Weise kann, ausgehend von Netzkopplungspunkten eines oder mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber in einer Region, eine planerisch gut abgestimmte Versorgung der nachgelagerten Verteilnetzbetreiber

ber erfolgen. Hierfür müssen aus Sicht des DVGW die Betreiber von Fernleitungsnetzen sowie regionalen Hochdrucknetzen im Verteilnetzbereich eine koordinierende Funktion wahrnehmen. Nur auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die Planung auch „bis zur letzten Meile“ kohärent erfolgt.

7. Welche Voraussetzungen sind aus Sicht der Kommunen einerseits und der Verteilernetzbetreiber andererseits für einen langfristig wirtschaftlichen Wasserstoff-Verteilernetzbetrieb erforderlich?

Antwort:

Die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffnetzbetriebs wird maßgeblich davon abhängen, wie ambitioniert die Kommune mit dem Energieträger Wasserstoff plant. Wenn etwa durch die Versorgung von Industrie- und Gewerbekunden, lokalen Kraftwerken (auch KWK) sowie Quartieren eine hinreichend große Nutzerbasis geschaffen wird, können hinsichtlich des Vertriebs von Wasserstoff und auch der Netzkosten Kostensenkungen/Effizienzgewinne erzielt werden. Dieser Effekt verstärkt sich durch regionale Zusammenarbeit der Netzbetreiber, siehe unsere Antwort auf Frage 6.

Für eine entsprechend effiziente und sichere Planung ist es daher von zentraler Bedeutung, dass die planungsverantwortlichen Stellen für die Wärmeplanung eine vollständige Wärmeplanung durchführen und die Option Wasserstoff nicht im verkürzten Verfahren von Vorneherein ausschließen. Andernfalls können keine Wasserstoffnetzausbaugebiete ausgewiesen werden. Dies hätte insbesondere mit Blick auf lokale Industrie- und Gewerbekunden schwere wirtschaftliche Auswirkungen, die im schlechtesten Fall zu Produktionsschließungen oder Abwanderung führen. Insofern sollte die lokale und regionale Wasserstoffnetzplanung nicht rein aus der Sicht des häuslichen Wärmemarktes verstanden werden, sondern vielmehr als eine Industrierversorgungs- und Stromsicherungsstrategie.

Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung der EU-Gas-/Wasserstoff-Binnenmarktpakets, Akteure und Verantwortlichkeiten, Zeitplan

8. Von welchen verfügbaren Mengen und welchem Preisniveau ist bei der Umstellung von Gasnetzen auf Biomethan bzw. synthetisches Methan im Zeitverlauf auszugehen und in welchem Umfang kann damit Erdgas in den Verteilernetzen substituiert werden?

Antwort:

In Bezug auf die verfügbaren Mengen von Biomethan ist im zeitlichen Verlauf mit einem Anstieg der verfügbaren Potenziale zu rechnen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Potenziell verfügbare Mengen von Biomethan und Wasserstoff in Deutschland für die Jahre 2030 und 2045

Potenziell verfügbare neue Gase	2030	2045
Biomethan (überwiegend heimische Produktion)	90–102	154–331
Grüner Wasserstoff [TWh] (überwiegend Import)	47–171	451–648
Blauer Wasserstoff [TWh]	31–276	0
Türkiser Wasserstoff [TWh]	39–50	26–50
Summe	207–599	631–1.029

BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase.

In Hinblick auf die Gestehungskosten von Biomethan sowie von Wasserstoff ist von einer degressiven Kostenentwicklung auszugehen (siehe Tabelle 2).⁴ Um die Nutzung von Biomethan möglichst kostengünstig auszuweiten, sollten benachbarte Biogasanlagen über Sammelleitungen gebündelt und mit einer gemeinsamen Biomethan-Aufbereitungsanlage ausgestattet werden.

Tabelle 2: Erwartete Gestehungskosten für Biomethan und Wasserstoff

Erwartete Gestehungskosten (EUR/MWh)	2030	2045
Biomethan	75	47–93
Grüner Wasserstoff	53–134	36–90
Blauer Wasserstoff	37,5–91	–
Türkiser Wasserstoff	49–80	46–75

Quelle: Team Consult (2023).⁵

Eine Gegenüberstellung der potenziell verfügbaren Mengen an Wasserstoff und Biomethan mit der erwarteten Nachfrage in den Jahren 2030 und 2045 zeigt, dass die Nachfrage durch diese Gase vollständig gedeckt werden kann (siehe Tabelle 3. In Bezug auf Frage 8 bedeu-

⁴ Weitere Informationen verfügbar über: BDEW, DVGW und Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045. Transformationspfad für die neuen Gase, S. 40, online verfügbar via: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformationspfad-neue-gase.pdf>, letzter Zugriff: 27.03.2024.

⁵ Team Consult (2023): Metastudie bestehender Szenarioanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“. Abschlussdokument, <https://www.teamconsult.net/de/news.php - news-no-193>.

tet dies, dass eine vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff und Biomethan in den Verteilnetzen bis zum Jahr 2045 möglich ist.

Tabelle 3: Gegenüberstellung der erwarteten Nachfrage und der verfügbaren Mengenpotenziale für neue Gase,

	2030	2045
Erwartete Nachfrage neuer Gase [TWh]	94–162	304–652
Verfügbare Mengenpotenziale neuer Gase [TWh]	207–599	631–1.029

Quelle: Team Consult (2023).

9. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilstrecken und zur Stilllegung von Erdgasverteilstrecken sinnvoll mit Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG verzahnt sind?

Antwort:

Bei der Überführung der Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in deutsches Recht ist darauf zu achten, dass die Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilstrecken und zur Stilllegung von Erdgasverteilstrecken integriert und von den existierenden Gasverteilnetzbetreibern durchgeführt werden. Eine separate Planung ist nicht sinnvoll und schafft zusätzliche Bürokratie. Entsprechend sollte die Bundesregierung von der in Artikel 57 genannten Möglichkeit einer integrierten Planung Gebrauch machen.

Insbesondere ist darauf zu achten, dass diese neu geschaffenen Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz sinnvoll mit den Regelungen nach § 71k Gebäudeenergiegesetz verzahnt werden. Hierbei gilt es nicht nur die Fristen zu harmonisieren, sondern den bürokratischen Aufwand für Gasverteilnetzbetreiber sowie für Genehmigungsprozesse so gering wie möglich zu halten. Im Idealfall erfolgt die Transformationsplanung der Gasverteilstrecken nach dem oben skizzierten Dreiklang (Umnutzung, Stilllegung, Ergänzungsneubau) in einem klar definierten rechtlichen Prozess bzw. Leitfaden. Dies bedeutet etwa, dass die Regelungen zur Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten nach dem Wärmeplanungsgesetz und Gebäudeenergiegesetz sauber mit den Plänen zur Entwicklung der Wasserstoffverteilstrecken im Energiewirtschaftsgesetz und etwaigen Regelungen in weiteren Gesetzen oder Verordnungen synchronisiert werden. Im Idealfall sollte der Genehmigungsprozess in einem singulären Schritt erfolgen. Der Bundesgesetzgeber und die Bundesnetzagentur sollten keine restriktiven Regelungen schaffen, die über das unionsrechtlich erforderliche Minimum hinausgehen. Andernfalls droht eine Verzögerung der Energiewende und ein Vertrauensverlust auf Energieversorger- und Endabnehmerseite.

10. Wie sollten Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie umgesetzt werden, sodass die dort angelegten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilstrecken und zur Stilllegung von Erdgasverteilstrecken sinnvoll mit dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie verzahnt sind?

Antwort:

Bei der Überführung der Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in das Energiewirtschaftsgesetz ist darauf zu achten, dass die geforderten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilnetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilnetzen eng mit dem Prozess zur integrierten Netzentwicklungsplanung verzahnt werden. Am einfachsten lässt sich dies umsetzen, indem die verbindlichen Fahrpläne der Netzbetreiber gemäß § 71k Gebäudeenergiegesetz sowie weitere Transformationsplanungen auf der Verteilnetzebene im Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden. Auch die in Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie enthaltene Möglichkeit zur Durchführung von Regionalnetzplanungen sollte sich in bundesgesetzlichen Regelungen wiederfinden. Die Notwendigkeit solcher regionaler Netzplanungen haben wir in der Antwort auf Frage 6 erläutert.

Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne

11. Ab welchem Jahr (2030, 2035, 2040, ...?) ist damit zu rechnen, dass es vermehrt zu Anschlussverweigerungen und Anschlusskündigungen in Gasverteilernetzen kommen könnte?

Antwort:

Diese Frage lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur hypothetisch beantworten, da dies durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird, wie etwa den Ergebnissen der Wärmeplanung, der Umsetzung der Wärmeplanung, dem etwaigen alternativen Ausbau der Strom- und Wärmenetze, und auch der Versorgungssicherheit.

12. Welchen zeitlichen Vorlaufs/Verfahrens bedürfen Anschlusskündigungen, um insbesondere den Netzanschlusskunden und Lieferanten eine angemessene Vorbereitungszeit zu geben?

Antwort:

Anschlusskündigungen sollten erst dann erfolgen, wenn eine gesicherte alternative Energieversorgung gewährleistet werden kann. Zeitlich hat dies grundsätzlich mit ausreichend Vorlauf zu erfolgen, da gewerbliche und private Anlagenbesitzer ihre Anlagen umstellen müssen.

Für den Lieferanten besteht durch eine Anschlusskündigung das Risiko einer ungeplanten Long-Position. Für Privatkunden sollte deshalb ein Vorlauf mindestens drei Jahre umfassen. Es kann damit auch vermieden werden, dass unter Berücksichtigung der Kampagnenphase für Privatkunden noch Lieferverträge abgeschlossen werden, die in die Phase der Anschlusskündigung hineinreichen.

Für Industriekunden (produzierendes Gewerbe) sollte ein Vorlauf mindestens 5 Jahre umfassen, da mehrjährige Lieferverträge mit deutlichem zeitlichem Vorlauf abgeschlossen werden und Industriekunden ihre Produktionsprozesse umplanen und umbauen müssen.

13. Was ist ein realistischer Zeitraum für einen Stilllegungspfad im Rahmen eines Stilllegungsplans? Von welchen Faktoren hängt die Länge eines Stilllegungspfades ab?

Antwort:

Wie in der Antwort zu Frage 9 dargelegt, sollte ein Stilllegungsplan niemals separat, sondern immer als Teil einer integrierten Transformationsplanung erfolgen, die auch die Umnutzung von Leitungen und Ergänzungsneubau umfasst. Die Anwendung des DVGW-Merkblattes G 2100 „Gasnetzgebietstransformationsplan“ ermöglicht genau dies. Ein realistischer Zeitplan für die Transformation des Gasnetzes, ebenso wie für etwaige Stilllegungen wird im Rahmen der jeweiligen Gasnetzgebietstransformationspläne entwickelt werden. Ein konkreter Zeitraum lässt sich nicht nennen, da jedes Netz individuell zu betrachten ist. Ein Stilllegungspfad wird sicherlich über mehrere Jahre vorgetragen werden müssen. Die Transformation eines Netzes auf Wasserstoff wird in verschiedenen Abschnitten vorgenommen werden. Hierzu wird das Netz in Umstellzonen eingeteilt, die dann in kurzen Zeitabschnitten (Tagen-Wochen) jeweils umgestellt werden.

14. In einigen Fällen müssen bei einer Stilllegung oder der Kündigung des Gasnetzanschlusses bestehende Gasversorgungsverträge beendet werden. Sind für diese Fälle gesonderte Regelungen für eine Kündigung dieser Verträge erforderlich oder reichen die, ggf. nach dem Zivilrecht, bestehenden rechtlichen Möglichkeiten aus? Welche Vorlaufzeiten sind für die Vertragsbeendigungen notwendig? Welche Mindestvertragslaufzeiten und Kündigungsfristen sind gebräuchlich in Gasversorgungsverträgen?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

15. Wie könnte aus Ihrer Sicht eine Konsultation/Information der betroffenen Netznutzer und anderer Betroffener im Vorfeld einer Stilllegung, Anschlussverweigerung und/oder Sonderkündigung aussehen?

Antwort:

Es sollten allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen definiert werden, die den Verteilnetzbetreiber zur Stilllegung oder Anschlussverweigerung berechtigen. Grundsätzlich muss dabei sichergestellt werden, dass die Information allen Lieferanten verfügbar und zugänglich ist. Notwendig ist darüber hinaus, dass neben den Gasnetzbetreibern auch die betroffenen Netznutzer und andere Betroffene bei der Kommunalen Wärmeplanung einbezogen werden. Wichtig ist auch eine transparente Kommunikation der zukünftigen Versorgungsalternativen, einen Plan aufzuzeigen, wie die Energie- bzw. Wärmeversorgung auch ohne den Erdgasanschluss sichergestellt werden kann und auch eine technische Umrüstung von Seiten der Kommunen beratend zu begleiten.

16. Ist ein Rückbau einzelner Netzanschlüsse – beispielsweise aus Sicherheitsgründen – erforderlich oder reicht in der Regel die Trennung bzw. Stilllegung des Anschlusses? Müsste der Anschluss bei einer Trennung bzw. Stilllegung weiterhin regelmäßig gewartet werden? Mit welchen Kosten wäre jeweils (Rückbau vs. Trennung/Stilllegung) zu rechnen?

Antwort:

Die Stilllegung von Gas-Netzanschlüssen ist im DVGW-Arbeitsblatt G 459-1 (vgl. Abschnitt 8.5) abschließend geregelt. Zurückzubauen ist der Netzanschluss bis zur Verteilleitung.

Die Höhe der Kosten von Rückbau bzw. Stilllegung sind schwer einzuschätzen und werden sich angesichts der konkreten örtlichen Gegebenheiten auch unterscheiden. Allgemein werden die Kosten der Stilllegung jedoch deutlich unter den Kosten eines Rückbaus liegen. Insbesondere fallen bei einem Rückbau die Kosten für den Tiefbau ins Gewicht. So sprechen insbesondere auch die hohen Kosten und die erforderlichen Bauaktivitäten für eine Stilllegung und gegen einen Rückbau.

17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

18. Wie ließe sich dabei eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer vermeiden?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

19. Bedarf es hier besonderer Regelungen für Einspeiser von Biomethan, insbesondere, wie können Zielkonflikte gelöst werden?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

20. Wann sollte ein Gasnetz schon vor dem Jahr 2045 stillgelegt werden, um unverhältnismäßige Kosten zu vermeiden?

Antwort:

Ein Gasnetz sollte nur dann vor 2045 stillgelegt werden, wenn eine gesicherte alternative Energieversorgung möglich ist und eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit beim Weiterbetrieb droht.

21. Welche Übergangsfristen könnten die Netznutzer benötigen, um sich auf einen Verzicht auf den Netzanschluss einzustellen?

Antwort:

Da die Netznutzer ihre Anlagen umstellen müssen und dies bei elektrischen Anwendungen sehr hohe Investitionen, etwa in eine Wärmepumpe, erforderlich macht, sollte eine mehrjäh-

rige Übergangszeit gewährt werden. Hierbei sollten die Übergangsfristen mit dem Gebäudeenergiegesetz harmonisiert werden.

Rückbauverpflichtungen

22. Haben die betroffenen Kommunen ein Interesse daran, nicht mehr genutzte Gasverteilernetze zurückbauen zu lassen? Welche Gründe sprechen für, welche gegen einen Rückbau? Mit welchen Kosten muss bei einem Rückbau gerechnet werden? Wer könnte diese tragen?

Antwort:

Die Stilllegung der Verteilleitung ist im DVGW-Arbeitsblatt G 465-2 abschließend geregelt. Hier findet sich im selben Wortlaut auch noch einmal die Stilllegung von Gas-Netzanschlüssen.

Ein Rückbau von Verteilnetzen ist nach heutigen Kenntnissen weder erforderlich noch wirtschaftlich sinnvoll (siehe § 1 Abs.1 EnWG) und sollte auch nicht in Erwägung gezogen werden.

Bei einer Stilllegung werden Leitungen durch Gasausblasung oder Spülung einmalig gasfrei gemacht und anschließend verschlossen. Die Leitungen bleiben vergraben und erfordern keine Instandhaltungsmaßnahmen.

Wenn die Leitung nach Regelwerk stillgelegt ist, bleibt sie im Boden, wo sie weiter als stillgelegte Leitung dokumentiert ist. Dies ist in G 465-2 ausführlich beschrieben.

23. Wie bzw. durch wen können zwingend erforderliche Rückbauverpflichtungen identifiziert werden und wie wird ein genereller Verzicht auf Rückbauverpflichtungen bewertet?

Antwort:

Pauschale Rückbauverpflichtungen sind in einigen Konzessionsverträgen enthalten. Diese wurden zu einem Zeitpunkt beschlossen, in denen es beispielsweise um den Rückbau einzelner nicht genutzter Anschlüsse ging. Eine pauschale Rückbauverpflichtung bei Stilllegung von Netzteilen sollte gesetzlich ausgeschlossen werden, sofern keinen sicherheitsrelevanten Argumenten dagegenstehen. Dies spart die ohnehin knappen Fachkräfte und Ressourcen und vermeidet – gerade im urbanen Bereich – zahlreiche Baustellen und Verkehrsbeeinträchtigungen. Die Beurteilung, ob aus Sicherheitsgründen ein Rückbau erforderlich ist, sollte vom Netzbetreiber im Einklang mit dem DVGW-Regelwerk getroffen werden.

24. Wäre ein Eintrittsrecht der Kommune in das Eigentum ungenutzter Netze ein wirksames Instrument, um adäquat über deren spätere Nachnutzung, etwa die Verlegung von Datenübertragungsleitungen, zu entscheiden?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

Investitionsverpflichtungen

25. Wie hoch wird der Anteil der Investitionen eingeschätzt, die über die energiewirtschaftsrechtlich bedarfsgerechten und sicherheitstechnisch notwendigen Investitionen hinausgehen? Um welche Art von Investitionen handelt es sich?

Antwort:

Zum Teil beinhalten Konzessionsverträge auch heute pauschale Vorgaben für Investitionen. Investitionsentscheidungen im Gasverteilnetz sollten jedoch in den nächsten Jahren mit Blick auf die Transformation oder Stilllegung der Netze getroffen werden. Auch hier wäre eine gesetzliche Regelung wünschenswert, die pauschale Vorgaben ausschließt, ohne dass es zur Neuverhandlung sämtlicher betroffener Konzessionsverträge kommt.

26. Besteht ein Bedarf, die Befreiung von Investitionsverpflichtungen gesetzlich zu regulieren oder halten Sie die Systematik der Anreizregulierung, d. h. die Refinanzierung effizienter Investitionen zur Erfüllung der individuellen Versorgungsaufgabe des Gasverteilernetzes, diesbezüglich für ausreichend?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

27. Gibt es (ausreichende) Kriterien, um notwendige von „überschießenden“ Investitionen abzugrenzen?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

Konzessionsverträge

28. In welchem Umfang ist damit zu rechnen, dass Konzessionsverträge auslaufen, z. B. bis zu den Jahren 2030, 2035, 2040 etc.?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

29. Würden sich Stakeholder unter den derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin auf neu zu vergebende Konzessionen für Gasverteilernetze bewerben? Gibt es ein flächendeckendes Problem, dass es bei auslaufenden Konzessionsverträgen an Bewerbungen auf die Nachfolge mangelt? Wäre eine Zusammenlegung von Netzgebieten ein gangbarer Weg, um den Netzbetrieb interessanter zu machen? Was wäre dabei zu beachten?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

30. Halten Sie die oben skizzierten Lösungsmöglichkeiten für sinnvoll oder welche andere Lösung würden Sie präferieren? Bitte legen Sie hierfür die Gründe dar.

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

31. Zur Vermeidung von Versorgungsengpässen kann bei fehlenden Bewerbern auf Neukonzessionen die Verpflichtung des letzten Konzessionärs zum Weiterbetrieb des Netzes erforderlich sein. Für welche pauschale Dauer wäre eine solche Verpflichtung zum Weiterbetrieb sinnvoll?

Antwort:

Keine DVGW-Beantwortung.

32. Wie soll mit Fällen umgegangen werden, in denen ein Gebäudeeigentümer sich für eine Heizungsanlage, die mit Wasserstoff, Biomethan oder (partiell) mit fossilem Gas betrieben wird, entscheidet in der Annahme, dass das Gasnetz weiterbetrieben oder transformiert wird und im Nachhinein die Stilllegung des Gasnetzes beschlossen wird?

Antwort:

Die Regressanforderungen gemäß § 71k Gebäudeenergiegesetz sollten durch den Bundesgesetzgeber widerrufen werden.

Sonstiges

33. In welchem Maße beabsichtigen die Kommunen, in Gebieten mit bestehenden Erdgasverteilernetzen diese als Wasserstoffvorranggebiete auszuweisen?

Antwort:

Die Ausweisung von Wasserstoffnetzausbaugebieten wird im Zuge der Wärmeplanung in den Kommunen erfolgen. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich noch nicht vorhersagen, in welcher Quantität dies erfolgen wird, da gemäß den bundesgesetzlichen Vorgaben die Wärmeplanungen erst in den Jahren 2026 bzw. 2028 abgeschlossen sein müssen.

Die Ergebnisse des Gasnetzgebietstransformationsplans deuten jedoch darauf hin, dass vielerorts Wasserstoffnetzausbaugebiete ausgewiesen werden könnten, da es in ganz Deutschland einen hohen dezentralen Bedarf an Wasserstoff gibt.