

# Netze nutzen. Transformation vorantreiben.

Stellungnahme zum Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

STELLUNGNAHME, THÜGA Aktiengesellschaft | 11. April 2024

Mit dem „Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) verschiedene Vorschläge für einen neuen Ordnungsrahmen zur Transformation der Gasverteilernetze vorgelegt. Ausgehend von bestimmten Annahmen zur Energie- und Wärmewende adressiert das Green Paper richtige und wichtige Fragen zur Netztransformation und gibt Einblicke in den hieraus resultierenden Wandel der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Als bundesweit größtes Netzwerk kommunaler Energieversorger begrüßt die Thüga das mit dem Green Paper zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein um den gestiegenen Anpassungsbedarf vieler Vorgaben und teilt das Anliegen, die Gasnetztransformation in einem neuen Ordnungsrahmen rechtssicher zu regeln. Schon 2023 hat die Thüga hierzu ein eigenes [Positionspapier](#) erarbeitet und die wichtigsten Forderungen seither stetig aktualisiert. Ein neuer Ordnungsrahmen sollte die Vielfalt der vorhandenen Transformationsoptionen unvoreingenommen abbilden und die schlussendliche Transformationsentscheidung ohne fragwürdige Vorfestlegung dem jeweiligen Netzbetreiber sowie der lokal planungsverantwortlichen Stelle überlassen. Das Green Paper setzt jedoch vorrangig auf Stilllegung. Andere Transformationsoptionen – allen voran die Umstellung von Bestandsnetzen auf klimafreundliche Brennstoffe – werden hingegen weitgehend ausgeklammert. Damit fällt das Green Paper hinter den in seinem Titel zum Ausdruck gebrachten Anspruch zurück, die Transformation der Gas- und Wasserstoffverteilernetze adäquat abzubilden. Um eine geeignete Grundlage für einen zukunftsfähigen Ordnungsrahmen zu schaffen, müssen die im Green Paper verzeichneten Vorschläge erweitert und vertieft werden. Soll die Transformation in Richtung Klimaneutralität zu volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten krisensicher und rechtzeitig gelingen, muss dabei vor allem die Nutzung der Netze stärker in den Blick genommen werden. Andernfalls droht Anschlussverlust.

## Netze nutzen.

Rund 1,8 Mio. Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden sowie mehr als 21 Mio. private Haushalte beziehen ihr Gas gegenwärtig über das Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetz der Gasverteilernetzbetreiber. Auf über 550.000 Leitungskilometern versorgt das Verteilernetz rund 99 Prozent aller Gaskunden, die gasbasierte Stromerzeugung und einen Großteil der Fernwärmeerzeugung. Mit einem Wiederbeschaffungswert von gut 270 Mrd. Euro ist es ein strategisches Asset der Energiewende, das es bei der Transformation in Richtung Klimaneutralität umfassend zu nutzen gilt. Dieser Umstand wurde politisch erkannt. Mit der Gasbinnenmarktrichtlinie, dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) wurden bedeutende Aussagen zur Rolle der Gasverteilernetze bei der Energie- und Wärmewende getroffen und neue gesetzliche Anforderungen formuliert. Während die Gasbinnenmarktrichtlinie verschiedene Änderungen an der nationalen Netzentwicklungsplanung vorsieht, schreibt das Wärmeplanungsgesetz die flächendeckende Erstellung kommunaler Wärmepläne vor und wirkt sich damit unmittelbar auf die bestehende Energieinfrastruktur sowie die hieran angeschlossenen Kunden aus, die mit dem Gebäudeenergiegesetz zur Umstellung ihrer Wärmeversorgung auf erneuerbare Wärmequellen verpflichtet wurden. Die damit angestoßenen Prozesse sind hochkomplex. Sie erfordern ein hohes Maß an Praxiswissen und sollten vor Ort durch jeweils passgenaue Planungen konkretisiert werden. Entsprechend hat auch die Bundesregierung die zentrale Bedeutung der kommunalen Planungsautonomie sowie die partnerschaftliche Zusammenarbeit mit potenziell betroffenen Netzbetreibern wiederholt bekräftigt. Die Thüga begrüßt daher, dass auch das nun vorgelegte Green Paper die Netzentwicklungsplanung, die kommunale Wärmeplanung sowie die damit verbundene Aus- und Umbauplanung der Gasverteilernetzbetreiber als relevante Bezugsgröße der Energie- und Wärmewende be-

greift (vgl. Kapitel I, II sowie III, 1). Ob und in welchem Umfang etwa die Transformation der Wärmeversorgung auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden. Ausführungen, die diesem Prozess vorweggreifen, untergraben die kommunale Planungsaufgabe und können volkswirtschaftliche Schäden anrichten. Entgegen der im Green Paper getroffenen Aussage (vgl. Kapitel II) ist ein massenhafter Umstieg heutiger Gaskunden auf andere Formen der Wärmeversorgung keineswegs gewiss. Auch ist die Umstellung der bestehenden Gasverteilernetze auf Wasserstoff, Biomethan oder andere erneuerbare Gase technisch zumeist ohne aufwändige Modifikationen möglich, sodass heutigen Gaskunden eine langfristig tragfähige Versorgungsperspektive geboten werden kann. Mit dem [Gasnetzgebietstransformationsplan](#) (GTP) haben viele Verteilernetzbetreiber ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst und sich zu einer zügigen Umstellung ihrer Netze bekannt. Ein neuer Ordnungsrahmen muss die hierfür erforderliche Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit schaffen. Die Gasverteilernetzbetreiber müssen damit rechtlich und regulatorisch dazu befähigt werden, den in der Gasbinnenmarktrichtlinie, dem Wärmeplanungsgesetz sowie dem Gebäudeenergiegesetz zum Ausdruck gebrachten Anforderungen Rechnung zu tragen und durch die Transformation ihrer Netze die Transformation in Richtung Klimaneutralität voranzutreiben.

## Transformation vorantreiben.

Die Gasverteilernetze stehen für eine sektorübergreifend sichere Energieversorgung. Sie decken den Gasbedarf in Industrie, Verkehr und Wärmemarkt und versorgen rund 70.000 Kraftwerke, die für die Strom- und Wärmeerzeugung unmittelbar relevant sind. Die Transformation der Gasverteilernetze ist somit von systemischer Bedeutung und beeinflusst die Energie- und Wärmewende insgesamt. Ein neuer Ordnungsrahmen sollte die Vielfalt der vorhandenen Transformationsoptionen unvoreingenommen abbilden und den Verteilernetzbetreiber folglich die erforderliche Flexibilität zugestehen. Die Thüga begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium mit dem Green Paper eine grundlegende Flexibilisierung der Anschlussregelungen vorgeschlagen hat und flächendeckende Rückbauverpflichtungen vermeiden möchte (vgl. Kapitel III, 2-3). Gleichzeitig wirft die Flexibilisierung der Anschlussregelungen rechtliche und regulatorische Folgefragen auf, die zeitnah – spätestens jedoch mit der Überführung der Gasbinnenmarktrichtlinie in nationales Recht – geklärt werden müssen. Gleiches gilt für die Finanzierung der Netztransformation. Während sich das Green Paper sowie mehrere von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgelegte Eckpunktepapiere vor allem auf die Rückstellungsbildung zwecks Stilllegung oder aber eine verkürzte Abschreibung der Gasverteilernetze konzentrieren, ist die Finanzierung von Umstellungs- und Neubaumaßnahmen noch weitgehend ungeklärt. Um anfänglich hohe Umstellungskosten abzufedern und prohibitive Netzentgelte zu vermeiden, wurde mit Blick auf das Wasserstoff-Kernnetz eine intertemporale Allokation der Kosten vorgeschlagen, was grundsätzlich auch für die Anschubfinanzierung der Verteilernetztransformation geeignet wäre. In jedem Fall sollten finanzielle Ungewissheiten bei der Festlegung von Erlösobergrenzen, der Bestimmung von Netzentgelten sowie den grundlegenden Abschreibungsmodalitäten rasch ausgeräumt werden. Schließlich sollte die mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan bereits erfolgte Transformationsplanung bei gesetzlichen und untergesetzlichen Normen stärker berücksichtigt werden. Um kostspieligen und klimaschädlichen Fehlplanungen vorzubeugen, müssen die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber Eingang in den Szenariorahmen der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung (NEP) finden und auch bei der Systementwicklungsstrategie (SES) sowie bei der kommunalen Wärmeplanung umfassend berücksichtigt werden. Nur so kann eine gemeinsame Gesamtplanung geschaffen werden, die die Transformation in Richtung Klimaneutralität ganzheitlich vorantreibt.

Zu den im Green Paper aufgeworfenen Fragen im Rahmen der Konsultation, finden sich nachfolgend unsere Antworten.

### Ansprechpartner

Jan-David F. Linke  
Referent Energiepolitik  
T: +49 89 38197 1420  
[jan-david.linke@thuega.de](mailto:jan-david.linke@thuega.de)

Florian Leber  
Referent Regulierung  
T: +49 89 38197 1296  
[florian.leber@thuega.de](mailto:florian.leber@thuega.de)

Markus Wörz  
Leiter Energiepolitik  
T: +49 89 38197 1201  
[markus.woerz@thuega.de](mailto:markus.woerz@thuega.de)

# Antworten auf die Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation

## Allgemeines zur Zukunft der Erdgasverteilernetze im Zeitalter der Dekarbonisierung

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

Rund 1,8 Mio. Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden sowie mehr als 21 Mio. private Haushalte beziehen ihr Gas gegenwärtig über das Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetz der Gasverteilernetzbetreiber. Auf über 550.000 Leitungskilometern versorgt das Verteilernetz rund 99 Prozent aller Gaskunden, die gasbasierte Stromerzeugung und einen Großteil der Fernwärmeerzeugung. Mit einem Wiederbeschaffungswert von gut 270 Mrd. Euro ist es ein strategisches Asset der Energiewende, das es bei der Transformation in Richtung Klimaneutralität umfassend zu nutzen gilt. Ob und in welchem Umfang die Transformation der Wärmeversorgung auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden. Auch hier sollte das Subsidiaritätsprinzip gelten.

Ein neuer Ordnungsrahmen sollte die Vielfalt der vorhandenen Transformationsoptionen unvoreingenommen abbilden. Die Gasverteilernetzbetreiber müssen damit rechtlich und regulatorisch dazu befähigt werden, den in der Gasbinnenmarktrichtlinie, dem Wärmeplanungsgesetz sowie dem Gebäudeenergiegesetz zum Ausdruck gebrachten Anforderungen Rechnung zu tragen und durch die Transformation ihrer Netze die Transformation in Richtung Klimaneutralität voranzutreiben. Die Thüga begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium mit dem Green Paper eine grundlegende Flexibilisierung der Anschlussregelungen vorgeschlagen hat und flächendeckende Rückbauverpflichtungen vermeiden möchte (vgl. Kapitel III, 2-3). Gleichzeitig wirft die Flexibilisierung der Anschlussregelungen rechtliche und regulatorische Folgefragen auf, die zeitnah – spätestens jedoch mit der Überführung der Gasbinnenmarktrichtlinie in nationales Recht – geklärt werden müssen. Gleiches gilt für die Finanzierung der Netztransformation. Während sich das Green Paper sowie mehrere von der Bundesnetzagentur vorgelegte Eckpunkte-papiere vor allem auf die Rückstellungsbildung zwecks Stilllegung oder aber eine verkürzte Abschreibung der Gasverteilernetze konzentrieren, ist die Finanzierung von Umstellungs- und Neubaumaßnahmen noch weitgehend ungeklärt. Um anfänglich hohe Umstellungskosten abzufedern und prohibitive Netzentgelte zu vermeiden, wurde mit Blick auf das Wasserstoff-Kernnetz eine intertemporale Allokation der Kosten vorgeschlagen, was grundsätzlich auch für die Anschubfinanzierung der Verteilernetztransformation geeignet wäre. In jedem Fall sollten finanzielle Ungewissheiten bei der Festlegung von Erlösobergrenzen, der Bestimmung von Netzentgelten sowie den grundlegenden Abschreibungsmodalitäten rasch ausgeräumt werden. Schließlich sollte die mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan bereits erfolgte Transformationsplanung bei gesetzlichen und untergesetzlichen Normen stärker berücksichtigt werden. Dabei muss allen Beteiligten klar sein, dass die einmal durchgeführte Stilllegung eines Gasnetzes kostspielig und unumkehrbar ist bzw. eine Wiederinbetriebnahme nur unter sehr hohen Kosten möglich wäre. Um kostspieligen und klimaschädlichen Fehlplanungen vorzubeugen, müssen die Transformationspläne der Verteilernetzbetreiber Eingang in den Szenariorahmen der gemeinsamen Netzentwicklungsplanung finden und auch bei Systementwicklungsstrategie sowie bei der kommunalen Wärmeplanung umfassend berücksichtigt werden. Nur so kann eine gemeinsame Gesamtplanung geschaffen werden, die die Transformation in Richtung Klimaneutralität ganzheitlich vorantreibt.

### *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?*

Ein neuer Ordnungsrahmen sollte die Vielfalt der vorhandenen Transformationsoptionen, insbesondere den Dreiklang aus Umstellung, Stilllegung und Ergänzungsneubau, unvoreingenommen abbilden und die schlussendliche Transformationsentscheidung dem jeweiligen Netzbetreiber sowie der lokal planungsverantwortlichen Stelle überlassen. Hierzu ist den Verteilernetzbetreibern die nötige Flexibilität zuzugestehen, die auch

die Möglichkeit umfasst, Kundenanschlüsse von Erdgas auf klimafreundliche Alternativen (allen voran Wasserstoff) umzustellen. Folglich muss dem Verteilernetzbetreiber ein „Transformationsrecht“ eingeräumt werden. Für die Gasverteilernetzbetreiber ist Rechtssicherheit zwingend erforderlich. Zugleich müssen die Umstellkosten in der Netzentgeltsystematik abgebildet werden. Hierzu sind bestehende Regelungen (u. a. WasserstoffNEV) entsprechend anzupassen. Ferner ist ein Finanzierungsrahmen für die Umstellung erforderlich, da analog zum Wasserstoff-Kernnetz die Risiken für die Verteilernetzbetreiber deutlich höher ausfallen als im jetzigen Gasnetz. Als Beispiel für ein solches Risiko sei hier etwa der Vorbehalt genannt, nach dem der Verteilernetzbetreiber u. U. schadenersatzpflichtig wird, wenn der Kunde am Ende keinen Wasserstoff beziehen kann. Um die anfänglich hohen Umstellungskosten abzufedern und prohibitive Netzentgelte zu vermeiden, wurde mit Blick auf das Wasserstoff-Kernnetz eine intertemporale Allokation der Kosten vorgeschlagen, was grundsätzlich auch für die Anschubfinanzierung der Verteilernetztransformation geeignet wäre. Aus Sicht der Thüga wäre ein Amortisationskonto mit einem höheren Selbstbehalt als beim Kernnetz denkbar, sofern auch der Eigenkapitalzins höher ausfallen würde.

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

Rund 1,8 Mio. Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden sowie mehr als 21 Mio. private Haushalte beziehen ihr Gas gegenwärtig über das Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetz der Gasverteilernetzbetreiber. Auf über 550.000 Leitungskilometern versorgt das Verteilernetz rund 99 Prozent aller Gaskunden, die gasbasierte Stromerzeugung und einen Großteil der Fernwärmeerzeugung. Mit einem Wiederbeschaffungswert von gut 270 Mrd. Euro ist es ein strategisches Asset der Energiewende, das es bei der Transformation in Richtung Klimaneutralität umfassend zu nutzen gilt. Hierzu ist politisch eine grundlegende Offenheit zur Rolle von Wasserstoff in der Systementwicklungsstrategie, den Langfristszenarien sowie der kommunalen Wärmeplanung erforderlich. Steht Wasserstoff als Transformationsoption nicht zur Verfügung, könnten mit dem dann erforderlichen Strom- und Wärmenetzausbau neue Engpässe 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 Gasverteilernetzbetreibern getragen werden.

Ob und in welchem Umfang die Transformation der Wärmeversorgung schlussendlich auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden. Grundsätzlich nimmt die Thüga jedoch eine hohe Bereitschaft vieler Kommunen wahr, Wasserstoff bei der Wärmeplanung zu berücksichtigen. Entgegen der im Green Paper getroffenen Aussage ist ein massenhafter Umstieg heutiger Gaskunden auf andere Formen der Wärmeversorgung zudem keineswegs gewiss. Neben Kommunen und privaten Haushalten sind auch viele der über das Gasverteilernetz versorgten Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden auf eine klimafreundliche Gasversorgung angewiesen. In manchen Produktionsprozessen können nur mit erneuerbaren Gasen klimafreundlich die benötigten hohen Temperaturen erzeugt werden. Im industriellen Kontext ist darüber hinaus die stoffliche Nutzung von Methan und Wasserstoff oftmals alternativlos. Als klimafreundliche Alternative zu konventionellen Energieträgern kann Wasserstoff in allen Industriebereichen Verwendung finden. In der Stahlindustrie wird Wasserstoff vor allem als Schutzgas bei der Weiterverarbeitung von kaltgewalztem Stahl eingesetzt. Künftig soll er auch für die Primärstahlherstellung verwendet werden, Kohle als Energieträger verdrängen und so die CO<sub>2</sub>-Bilanz des erzeugten Stahls um mehr als 95 Prozent verbessern. Auch in der chemischen und petrochemischen Industrie ist Wasserstoff für eine Vielzahl von Produktionsprozessen unverzichtbar. In der Lebensmittelindustrie wird er z.B. zur Fetthärtung verwendet. Entsprechend kam auch eine Umfrage der [Initiative H2vorOrt im Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. \(DVGW\)](#) zu dem Schluss, dass rund 70 Prozent von etwa 2.000 befragten Industrieunternehmen fest mit einem zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in ihrem Unternehmen planen:

	befragt	davon H <sub>2</sub> -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 %
<b>Gesamt</b>	<b>1.908</b>	<b>1.441</b>	<b>76 %</b>

Abbildung 1: 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:

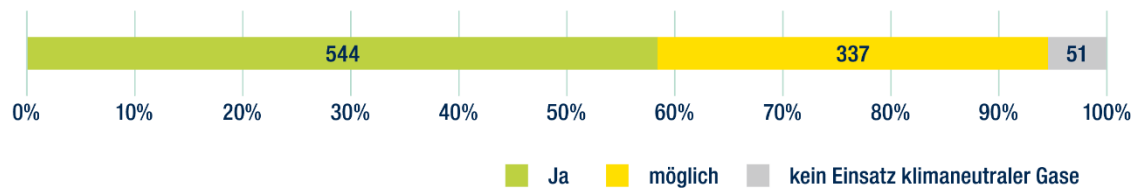


Abbildung 2: Anteil der Kommunen, die langfristig auf klimaneutrale Gase setzen. Quelle: Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2023 [© DVGW, H2vorOrt]

Ferner verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 1.

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

Rund 1,8 Mio. Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden sowie mehr als 21 Mio. private Haushalte beziehen ihr Gas gegenwärtig über das Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetz der Gasverteilernetzbetreiber. Auf über 550.000 Leitungskilometern versorgt das Verteilernetz rund 99 Prozent aller Gaskunden, die gasbasierte Stromerzeugung und einen Großteil der Fernwärmeerzeugung. Mit einem Wiederbeschaffungswert von gut 270 Mrd. Euro ist es ein strategisches Asset der Energiewende, das es bei der Transformation in Richtung Klimaneutralität umfassend zu nutzen gilt. Um die eingangs genannten Kundengruppen krisensicher und klimafreundlich mit Wasserstoff zu versorgen und nicht zuletzt auch die Transformation der Wärmeversorgung in den Kommunen voranzutreiben, sind die Gasverteilernetze unverzichtbar. Sie verbinden Angebot und Nachfrage, Erzeugung und Verbrauch und sichern mit ihrer Speicherkapazität zugleich sektorübergreifend die Energieversorgung. Die Gasverteilernetze werden daher eine entscheidende Rolle beim Wasserstoffnetzausbau spielen und das Rückgrat des Wasserstoff-Verteilernetzes bilden. Mit dem [Gasnetzgebietstransformationsplan](#) haben viele Verteilernetzbetreiber ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst, ihren Netzausbau mit den Kundenbedarfen synchronisiert und sich zu einer zügigen Umstellung ihrer Netze bekannt.

Zu den Rahmenbedingungen verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 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?

Welcher Umstellungsbedarf auf Wasserstoff-Verteilernetze in Deutschland veranschlagt werden kann, hängt von verschiedenen Grundannahmen ab. Wird der Einsatz von Wasserstoff etwa durch politische Vorgaben beschränkt, fällt schon die grundsätzliche Wasserstoffnachfrage naturgemäß geringer aus. 2020 hat die Bundesregierung mit der [Nationalen Wasserstoffstrategie \(NWS\)](#) erstmals eine ganzheitliche Strategie zu den Zielen der nationalen Wasserstoffpolitik vorgestellt. 2023 wurde diese Strategie fortgeschrieben und der deutsche Wasserstoffbedarf 2030 auf 95 bis 130 Terawattstunden beziffert. Kommt Wasserstoff, wie in verschiedenen Bundesgesetzen grundsätzlich vorgesehen, auch dezentral in der Gebäudewärme zum Einsatz, wird die Wasserstoffnachfrage vermutlich weiter steigen.

Die Umstellungskosten folgen grundsätzlich den politisch mitgestalteten Rahmenbedingungen. Ausschlaggebend dürften dabei neben dem rechtlichen und regulatorischen Rahmen auch allgemeinere Erwägungen zur Versorgungssicherheit, zu den sektorspezifischen Klimazielen sowie zur Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff als Energieträger sein. Angebot und Nachfrage stehen hierbei in einem Wechselverhältnis und können durch politische Maßnahmen situativ und strukturell beeinflusst werden. Jeder Kostenprognose haften daher gewisse Unsicherheiten an. In ihrer [Studie zu Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff](#) haben führende Experten von Frontier Economics eine lang- und mittelfristige Kostenentwicklung hin zu 70 Euro pro Megawattstunde Wasserstoff errechnet, was in etwa dem Haushaltskundenpreis für Erdgas im Jahr 2020 entspricht. [Neuere Prognosen](#), die sich dezidiert mit Wasserstoff in der Wärmeversorgung befassen, beziffern die Haushaltskundenpreise für Wasserstoff 2035 auf etwa 12 Cent pro Kilowattstunde. Damit lägen die Kosten je Kilowattstunde unterhalb der 2022 von der Bundesregierung geschaffenen Gaspreisbremse. Weitere Kostenreduktionen sind nicht unwahrscheinlich: steigt der Reifegrad der zur Wasserstoffgewinnung genutzten Technologien, sinken die Kosten auf Seite der Endkunden. Hier können sicherlich Parallelen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten 25 Jahren gezogen werden.

Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Wasserstoff-Verteilernetzen wird überdies auch davon abhängen, wie ambitioniert die Kommune mit dem Energieträger Wasserstoff plant. Wenn etwa durch die Versorgung von Industrie- und Gewerbekunden, lokalen Kraftwerken (auch Kraft-Wärme-Kopplung/KWK) sowie Quartieren eine hinreichend große Nutzerbasis geschaffen wird, können hinsichtlich des Vertriebs von Wasserstoff sowie der Netzkosten Kostensenkungen und Effizienzgewinne erzielt werden. Dieser Effekt verstärkt sich durch Zusammenarbeit der Netzbetreiber (vgl. unsere Antwort zu Frage 6). Für eine entsprechend effiziente und sichere Planung ist es daher von zentraler Bedeutung, dass die planungsverantwortlichen Stellen eine vollständige Wärmeplanung durchführen und die Option Wasserstoff nicht im verkürzten Verfahren von Vorneherein ausschließen (vgl. hierzu unsere [Empfehlung zur Überführung des Wärmeplanungsgesetzes in Landesrecht](#)). Andernfalls können keine Wasserstoffnetzausbaugebiete ausgewiesen werden. Dies hätte insbesondere mit Blick auf lokale Industrie- und Gewerbekunden schwerwiegende Folgen und könnte im schlechtesten Fall Produktionsschließungen oder Abwanderungen nach sich ziehen. Insofern sollte die lokale und regionale Wasserstoffnetzplanung nicht rein aus der Sicht des häuslichen Wärmemarktes verstanden werden, sondern vielmehr auch als eine Industrieversorgungs- und Stromsicherungsstrategie.

Ob und in welchem Umfang die Transformation der Wärmeversorgung schlussendlich auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss jedenfalls ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden (siehe unsere Antworten auf die Fragen 1 und 3). Die Umstellung der bestehenden Gasverteilernetze auf Wasserstoff, Biomethan oder andere erneuerbare Gase ist technisch grundsätzlich ohne aufwändige Modifikationen möglich, sodass heutigen Gaskunden eine langfristig tragfähige Versorgungsperspektive geboten werden kann. So geht etwa eine aktuelle Studie des DVGW davon aus, dass die Umstellungskosten für das gesamte deutsche Gasverteileretz eine zusätzliche Investitionssumme von 4 Mrd. Euro nicht überschreiten werden. 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 H<sub>2</sub>-Readiness macht hingegen nur einen geringen Anteil an den Gesamtinvestitionskosten aus (11 %). Dies unterstreicht, dass bereits ein Großteil der Assets der deutschen 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

Gasverteilernetzes (Benchmark) unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation Wasserstoff-Mehrkosten in Höhe von 4 Mrd. Euro.

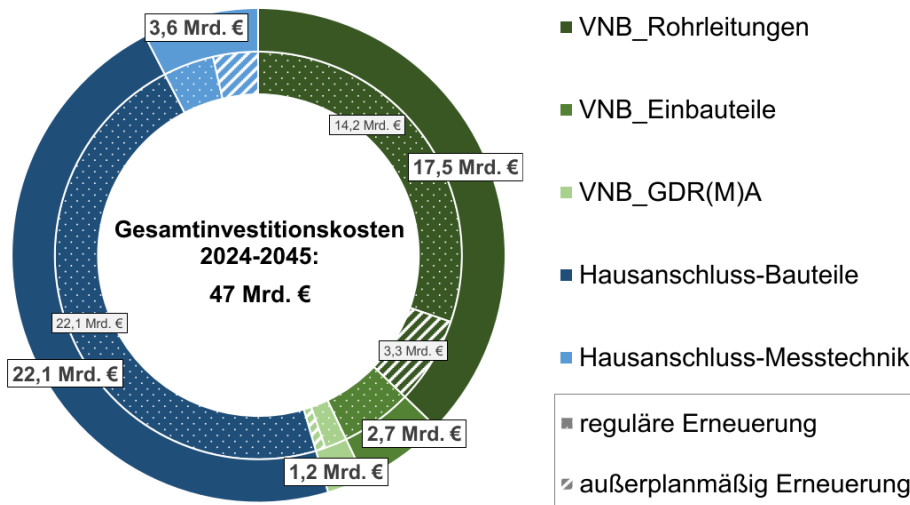


Abbildung 3: Zusammensetzung der Gesamtinvestitionskosten bis 2045 inkl. außerplanmäßiger Erneuerungen zur Erhöhung der H<sub>2</sub>-Readiness. Quelle: DBI (2024): H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der dt. Gasnetze. Update 2024.

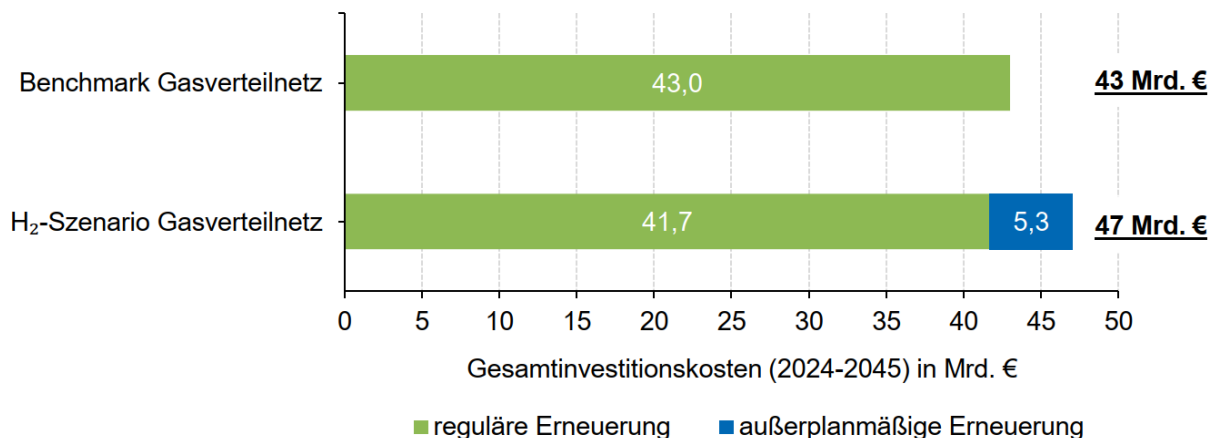


Abbildung 4: Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilernetzes (Benchmark) ergeben sich für die Transformation H<sub>2</sub>-Mehrkosten in Höhe von 4 Mrd. €. Quelle: DBI (2024): H<sub>2</sub>-ready und klimaneutral bis 2045. Kosten und Aufwand für die H<sub>2</sub>-Umrüstung der dt. Gasnetze. Update 2024.

Vor Ort hängen die jeweils konkret anfallenden Umstellungskosten von den lokalen Gegebenheiten ab, insbesondere von Alter und Material der bestehenden Gasleitungen sowie der vorliegenden Dokumentation. Sie liegen in jedem Fall weit unterhalb der Kosten des Neubaus einer Wasserstoffleitung. Die strengen Anforderungen hinsichtlich des Nachweises der Wasserstofftauglichkeit eines Netzes sollten daraufhin geprüft werden, was sicherheitstechnisch wirklich notwendig ist, damit nicht möglicherweise unnötige Bürokratiekosten die Wasserstoffumstellung künstlich verteuern.

**6. Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit das Verknüpfen von über-regionalem 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?**

Der schnelle Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erfordert zwingend eine leitungsgebundene Versorgungsinfrastruktur. Dieser Umstand wurde politisch erkannt und vom Gesetzgeber durch eine Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes adressiert. Parallel zum Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes soll nun mit der dritten EnWG-Novelle die Grundlage für eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung von Gas und Wasserstoff geschaffen und der Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur verstetigt werden. Die Thüga begrüßt das hierin zum Ausdruck gebrachte Bewusstsein um die Wichtigkeit der Gasnetztransformation und teilt das Anliegen, den Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur durch ein reguläres Planungsverfahren zu regeln. Um ein harmonisches Ineinandergreifen der verschiedenen Netzebenen zu ermöglichen und dem von der Bundesregierung artikulierten Auftrag einer deutschlandweiten Wasserstoffversorgung nachzukommen, sollten die Transformationspläne der Gasverteilernetzbetreiber bereits frühzeitig Eingang in die Netzentwicklungsplanung finden. Eine frühzeitige Berücksichtigung der Transformationspläne ist schon deshalb zwingend geboten, da auch auf europäischer Ebene die Beteiligung der Verteilernetzbetreiber an den jeweils national zu erarbeitenden Netzentwicklungs-Szenarien vorgesehen ist (vgl. Art. 51 und 52 der Gas-Direktive) und nicht zuletzt auch zwei Bundesgesetze die Umstellung der Gasverteilernetze als wichtige Transformationsoption vorhalten (vgl. etwa § 71 Gebäudeenergiegesetz sowie § 28 Wärmeplanungsgesetz).

Mit dem [Gasnetzgebietstransformationsplan](#) haben die Gasverteilernetze bereits vorgelegt und die Grundlage für eine gelingende Energiewende geschaffen. Diesen Umstand gilt es zu nutzen. Um kostspieligen Fehlplanungen vorzubeugen, sollten die Verteilernetzbetreiber zudem in alle relevanten Arbeitsgruppen zur Systementwicklungsstrategie integriert werden. Nur so kann eine gemeinsame Netzentwicklungsplanung gewährleistet und die Systemtransformation ganzheitlich vorangetrieben werden. Des Weiteren verweisen wir auf unsere Antworten zu den Fragen 1-4, auf unsere [Stellungnahme zum Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber](#) sowie auf unsere [Stellungnahme zum Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie](#).

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

Hierzu verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 5.

## **Wärmeplanung, Gebäudeenergiegesetz und Umsetzung des 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?***

Erneuerbare Gase – allen voran Biomethan und Wasserstoff – sind für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar und spielen bei der Transformation in Richtung Klimaneutralität eine zentrale Rolle. Ihr Hochlauf und die damit verbundene Umstellung der Gasinfrastruktur haben unlängst Eingang in die politische Debatte gefunden und sich in gleich mehreren Gesetzen niederschlagen. Mit der Einführung einer Grüngas-Quote steht indes ein weiteres Vorhaben im Raum, das die Bedeutung erneuerbarer Gase stärken und die Umstellung der Gasinfrastruktur weiter beschleunigen könnte. Auf über 550.000 Leitungskilometern versorgt das Gasverteilernetz rund 1,8 Mio. Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden, mehr als 21 Mio. private Haushalte sowie einen Großteil der gasbasierten Strom- und Fernwärmeerzeugung. Die Gasverteilernetzbetreiber haben sich daher aktiv in den Transformationsprozess eingebracht und mit dem [Gasnetzgebietstransformationsplan](#) ambitionierte Etappenziele zur Umstellung ihrer Netze formuliert. Um neben der Netzumstellung auch den Hochlauf erneuerbarer Gase voranzutreiben, muss zugleich aber auch die Rolle erneuerbarer Gase strukturell gestärkt und insbesondere die Nutzung von Biomethan umfassend ausgeweitet werden.

Allein in Deutschland sind gegenwärtig rund 10.000 Biogasanlagen in Betrieb. Über 70 Prozent dieser Anlagen sind technisch für den Anschluss an das Gasverteilernetz geeignet und könnten zeitnah mit der Einspeisung



von Biomethan beginnen. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Gasverteilernetz wird jedoch durch die vorrangige Nutzung von Biogas für die Stromerzeugung erschwert. Die Stabilität der Stromversorgung sollte aber nicht durch eine fortlaufende Verstromung von Biogas, sondern durch den Bau und Betrieb flexibler Gas- und Wasserstoffkraftwerke gewährleistet werden. In anderen Sektoren kann zu Biomethan aufbereitetes Biogas hingegen einen entscheidenden Beitrag zur Transformation leisten. Gerade im Wärmemarkt ist Biomethan bis zur flächendeckenden Verfügbarkeit von Wasserstoff als klimaneutrale Alternative zu Erdgas unverzichtbar.

Praxis und Potenzial stehen bei der Regulierung von Biomethan in einem Missverhältnis. Um den Hochlauf von Biomethan weiter anzureizen, sollte die Refinanzierung der Anschlusskosten beschleunigt und die Abschreibungsdauer auf fünf Jahre verkürzt werden. Regulatorische Anpassungen sollten der finanziellen Leistungsfähigkeit der Netzbetreiber Rechnung tragen und den auch in anderen Energieinfrastrukturbereichen anfallenden Investitionsbedarf berücksichtigen. Der auf Netzbetreiberseite für den Anschluss einer Anlage insgesamt anfallende Aufwand sollte volkswirtschaftlich vertretbar und energiewirtschaftlich verhältnismäßig sein. Betreiber von Anlagen, deren volks- und energiewirtschaftlicher Nutzen für gering erachtet werden kann, sollten mit bis zu 90 Prozent an Netzanschlusskosten beteiligt werden können (ggf. flankiert durch staatliche Investitionszuschüsse). Die Modernisierung der Anschlussregelungen würde die Netzentgelte begrenzen, so die Kosten auf Endverbraucherseite eindämmen und der Netztransformation die nötige Flexibilität verleihen. Modernere Anschlussregelungen sind schon deshalb zwingend erforderlich, da sie energiewirtschaftliche Handlungsspielräume sichern und der bevorstehenden Netztransformation größere Rechtsicherheit verleihen würden. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Thüga, dass das Bundeswirtschaftsministerium mit dem Green Paper eine grundlegende Flexibilisierung der Anschlussregelungen vorgeschlagen hat (vgl. Kapitel III, 2).

Um die Nutzung von Biomethan möglichst kostengünstig auszuweiten, sollten kleinere, aber benachbarte Biogasanlagen ferner über Sammelleitungen zu sinnvollen Größen gebündelt und mit einer gemeinsamen Aufbereitungsanlage ausgestattet werden (bspw. > 350m<sup>3</sup>/h). Die hierbei anfallenden Kosten sollten die Anlagenbetreiber übernehmen. Die Ausweisung von Biomethan-Vorranggebieten könnte Erzeugern, Netzbetreibern und Endkunden Planungssicherheit verschaffen, ohne dabei andernorts die Netzumstellung auf Wasserstoff zu gefährden.

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

Bei der Überführung der Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in deutsches Recht ist darauf zu achten, dass die Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen integriert und von den existierenden Gasverteilernetzbetreibern 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 Gasverteilernetzbetreiber sowie für Genehmigungsprozesse so gering wie möglich zu halten. Im Idealfall erfolgt die Transformationsplanung der Gasverteilernetze nach dem oben skizzierten Dreiklang (Umnutzung, Stilllegung, Wasserstoffnetz-Ergänzungsneubau) in einem klar definierten und in der Praxis auch umsetzbaren 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 Wasserstoffverteilernetze 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 Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen sinnvoll mit dem Netzentwicklungsplan Gas und der Systementwicklungsstrategie verzahnt sind?**

Bei der Überführung der Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in das Energiewirtschaftsgesetz ist darauf zu achten, dass die geforderten Pläne zur Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen eng mit dem Prozess zur integrierten Netzentwicklungsplanung verzahnt werden. Am einfachsten lässt sich dies umsetzen, indem die Verteilernetzplanungen zwingend im Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung zu berücksichtigen sind. Hierfür verweisen wir auf unsere [Empfehlung zur Dritten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes](#). Auch die in Artikel 56 und Artikel 57 der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie enthaltene Möglichkeit zur Durchführung von Regionalnetzplanungen sollte sich in bundesgesetzlichen Regelungen wiederfinden.

Ferner verweisen wir auf unsere Antworten zu den Fragen 6 und 9.

## **Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne**

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

Ob und in welchem Umfang die Transformation der Wärmeversorgung schlussendlich auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden. Derzeit sind bei den Thüga-Gasnetzbetreibern jedoch keine Tendenzen erkennbar, dass Kunden ihre Netzanschlüsse in absehbarer Zeit kündigen wollen. Daher ist die Frage nach Anschlusskündigungen aktuell nicht belastbar zu beantworten.

Anschlussverweigerungen durch den Netzbetreiber machen nur Sinn, wenn verschiedene Voraussetzungen zutreffen. Sofern eine Kundennachfrage nach Gas in dem Gebiet vorliegt, besteht unter dem aktuellen Ordnungsrahmen für Gasnetzbetreiber keine Möglichkeit zur Stilllegung des Gasnetzes bzw. zur Kündigung von Kunden. Eine Stilllegung bzw. Kündigung von Kunden kann für den Gasnetzbetreiber sinnvoll sein, wenn einzelne oder mehrere der folgenden Voraussetzungen gegeben sind, darunter:

- Ein Anschluss- und Benutzungszwang der Fernwärme ist im Gasnetzgebiet vorhanden;
- Eine hohe bis sehr hohe Wechselrate zur Fernwärme ist realistisch;
- Es besteht langfristig keine Gasnachfrage von Kunden (z. B. aufgrund von Temperaturanforderungen der Kunden);
- Erneuerbare Gase stehen perspektivisch vor Ort nicht zur Verfügung;
- Der Gasabsatz wird langfristig im Versorgungsgebiet drastisch sinken bzw. die Netzentgelte werden unverhältnismäßig steigen;
- Vorhandene Pläne sehen keinen Weiterbetrieb des Gasnetzes vor (z. B. Kommunaler Wärmeplan, Gasnetzgebietstransformationsplan);
- Investitionen in das Gasnetz sind kurz- und mittelfristig (z.B. innerhalb der nächsten 5 Jahre) notwendig (z. B. Erneuerungsbedarf besteht);
- Der wirtschaftliche Betrieb des Gasnetzbetriebs ist nicht gegeben, d. h. es kann keine angemessene Rendite auf das im Gasnetz gebundene Kapital erwirtschaftet werden.
- Die Kosten der Stilllegung sind zumutbar und werden mit angemessener Rendite regulatorisch anerkannt;
- Die Akzeptanz für das Gasnetz ist seitens der Stakeholder nicht gegeben.

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

Anschlusskündigungen sollten erst dann erfolgen, wenn eine gesicherte alternative Energieversorgung gewährleistet werden kann. Zeitlich hat dies 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 fünf 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?**

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 muss dabei in verschiedenen Abschnitten erfolgen. 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 Gasnetz-Anschlusses 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?**

Im Massenkundenbereich sind die Grundlaufzeiten der Gaslieferungsverträge AGB-rechtlich auf 24 Monate beschränkt. Eine ordentliche Kündigung ist dann frühestens zum Ablauf der Grundlaufzeit möglich. Nach Ablauf dieser Grundlaufzeit verlängert sich der Vertrag auf unbestimmte Zeit und kann binnen Monatsfrist gekündigt werden. In Altverträgen (Vertragsschluss vor dem 1.3.2022) findet man noch Vertragsverlängerungen von zwölf Monaten nach Ablauf der Grundlaufzeit vor. Eine ordentliche Kündigung ist in diesem Fall nur zum Ablauf des jeweiligen Verlängerungszeitraums möglich. In der Regel enthalten Gaslieferungsverträge keine Klauseln, die es ermöglichen würden, sich bei Kündigung des Netzanschlussvertrags, durch außerordentliche Kündigung vom Vertrag zu lösen. Es verbleibt damit im Grundsatz bei der ordentlichen Kündigungsmöglichkeit, die jedoch abhängig von der vereinbarten Vertragslaufzeit ist. Der Lieferant dürfte jedoch die Möglichkeit haben, sich auf sein Leistungsverweigerungsrecht nach § 275 Abs. 1 BGB zu berufen, da es ihm unmöglich ist, den Kunden weiter zu beliefern. Für den Kunden entfällt im Gegenzug die Zahlungspflicht (§ 326 Abs. 1 BGB). Diese gesetzlichen Rahmenbedingungen haben jedoch den erheblichen Nachteil, dass der Kunde ggf. Schadensersatzansprüche wegen Unmöglichkeit geltend machen kann. Daher wäre – um Streitigkeiten zu minimieren – eine klare gesetzliche Regelung (z.B. in § 41 EnWG) für diesen Fall zu befürworten. In Betracht käme die Einräumung eines Sonderkündigungsrechts des Lieferanten.

Im Individualkundenbereich ist eine Aussage zu den typischen Vertragslaufzeiten nicht möglich. Diese reichen von einem Jahr bis zu mehreren Jahren. Längere Vertragslaufzeiten werden angesichts der Ukraine-Krise und des aktuellen Marktpreisniveaus wieder vermehrt von den Kunden nachgefragt. In unseren Muster-AGBs findet sich eine Klausel, die eine Befreiung von der Leistungspflicht vorsieht, soweit mit dem zuständigen Netzbetreiber kein wirksamer Netzanschlussvertrag/Netzanschlussnutzungsvertrag abgeschlossen ist. Allerdings besteht auch hier die Gefahr der Geltendmachung von Schadensersatzansprüchen der Kunden, die im Individualkundenbereich entsprechend hoch ausfallen könnten. Der Wegfall der Lieferpflicht sollte daher auch im Individualkundenbereich gesetzlich geregelt werden.

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

Es sollten allgemeine gesetzliche Rahmenbedingungen definiert werden, die den Verteilernetzbetreiber 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. Insbesondere die Bedürfnisse von Industrie und Gewerbe müssen in Erfahrung gebracht und zukünftige Versorgungsalternativen transparent kommuniziert werden. Es ist darzustellen, wie genau die Energie- bzw. Wärmeversorgung sowie die im industriellen Kontext oftmals unverzichtbare thermische oder aber stoffliche Gasnutzung auch ohne einen Gasnetzanschluss sichergestellt werden und eine technische Umrüstung erfolgen kann.

### ***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?***

In der Regel reicht die Stilllegung bzw. Trennung eines Netzanschlusses ohne technischen Rückbau des Anschlusses aus. Die Stilllegung bzw. Trennung beinhaltet die dauerhafte Unterbrechung des Netzanschlusses im Gebäude des Gebäudeeigentümers. Die Netzanschlussleitung wird physisch an der Hauseinführung entweder im Haus-Innenbereich oder im Außenbereich getrennt und sicher verschlossen, Messeinrichtungen und Anlagenteile im Eigentum des Netzbetreibers werden ausgebaut. Die Netzanschlussleitung wird nicht entfernt. Eine regelmäßige Wartung des Anschlusses wird in der Regel als nicht erforderlich erachtet, gleichwohl ist ein Abgleich mit dem technischen Regelwerk und ggf. eine differenzierte Weiterentwicklung diesbezüglich notwendig.

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. Um die Dimensionen der Mehrkosten für einen Rückbau zu verdeutlichen, kann folgende sehr vereinfachte Rechnung angestellt werden: Unter der Prämisse, dass der Rück- bzw. Ausbau von Anschluss- sowie Versorgungsleitungen Kosten in Höhe von etwa 300 Euro je Meter verursacht, entstehen für einen Netzbetreiber mit 1.000 Leitungskilometern Rückbau-Mehrkosten in Höhe von 300 Mio. Euro.

### ***17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?***

Die Kosten für die Stilllegung von Netzanschlüssen sollte, soweit sie vom Netzbetreiber zu tragen sind, regulatorisch im Rahmen der Netzentgeltssystematik vollständig anerkannt werden. Aufgrund der Heterogenität der Voraussetzungen in den einzelnen Netzgebieten dürfen sie nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Zu überlegen wäre hierbei, sowohl die Kosten für Stilllegungen als auch Rückbau von Gasnetzinfrastruktur als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen.

Um nicht die verbleibenden Netznutzer mit den zu erwartenden hohen Kosten ungerechtfertigt zu belasten, sollte der Grundsatz der verursachungsgerechten Kostenzuordnung aus § 9 Abs. 1 NDAV nicht nur für die Herstellung des Netzanschlusses, sondern auch für die Stilllegung des Netzanschlusses herangezogen werden, sodass dem Netzbetreiber ein (anteiliger) Kostenerstattungsanspruch gegenüber dem Anschlussnehmer erwächst.

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

Um eine Ungleichbehandlung der Anschlussnehmer zu vermeiden, sind klare gesetzliche Rahmenbedingungen sowie bundeseinheitliche Festlegungen durch die Bundesnetzagentur erforderlich.

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

Grundsätzlich ist zu vermeiden, dass sich erneuerbare Gase gegenseitig blockieren. Dies wäre etwa dann der Fall, wenn ein Gasverteilernetz mit 10 Prozent Biomethan auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt werden soll, da das Mischgas (etwa 90 Prozent Wasserstoff und 10 Prozent Biomethan) von konventionellen Endgeräten in der Regel nicht genutzt werden kann. D.h. derzeit einspeisende Biogasanlagen oder aber anhängige Biogaseinspeisebegehren könnten eine vollständige Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff verhindern, wenn die Biogaseinspeiser auf einer Einspeisung beharren. Es sollten also Leitplanken geschaffen werden, wann netzplanerisch und wirtschaftlich eine Biogaseinspeisung sinnvoll ist und sich in den Kontext der Transformation des Gasnetzes einfügt.

Ferner verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 8.

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

Hierzu wird auf die Antworten zu den Fragen 1-5 sowie 11-14 verwiesen.

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

Hierzu wird auf die Antworten zu den Fragen 12 und 15 verwiesen.

## **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?**

Zunächst stellt sich für Kommunen die Frage, ob sie – nach bisheriger Rechtslage – überhaupt einen Anspruch auf Rückbau haben. Dies ist, wie in Kapitel III, 3 des Green Papers dargestellt, von verschiedenen Aspekten abhängig, insbesondere von konzessionsvertraglichen Regelungen. Auch wenn ein Anspruch durchsetzbar wäre, könnte darauf aus unterschiedlichen Gründen verzichtet werden, etwa unter dem Aspekt der Beeinträchtigung für die Bürger, aus Nachhaltigkeitsgründen, unter ökonomischen Gesichtspunkten etc. Für den Gasnetzbetreiber ist im Vorhinein allerdings nicht absehbar, wie die Kommune jeweils agiert. Der Rückbau der Netzanlagen führt jedoch generell zu einer größtenteils unnötigen Belastung der Bürger, da Straßen aufgedeckt werden müssen. Dies dürfte auch nicht im Interesse der Kommunen sein, nachdem diese Straßenaufbrüche zum Wohle der Bürger und zum Erhalt der Straßen vermeiden wollen. Neben der tatsächlichen Belastung im Rahmen der Baumaßnahmen führt der Rückbau auch zu erheblichen Kosten. In den meisten Fällen wird von den Leitungen keine Gefahr oder Beeinträchtigung ausgehen, so dass ein Rückbau außer Verhältnis zu den Kosten und den damit einhergehenden Beeinträchtigungen steht. Auf jeden Fall ist daher ein anlassloser Rückbau zu vermeiden. Zu bedenken ist auch, dass die Gasnetzanlagen eventuell auch einer alternativen Nutzung zugeführt werden können.

In bereits abgeschlossenen Konzessionsverträgen sind in den meisten Fällen Regelungen zum Umgang mit stillgelegten Leitungen enthalten, die im Hinblick auf Rückbauverpflichtungen sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Mit der Schaffung einer gesetzlichen Neuregelung sollte vermieden werden, dass bestehende kon-

zessionsvertragliche Regelungen angepasst werden müssen. Hier erscheint es sinnvoller, dass eine Neuregelung auch bestehende konzessionsvertragliche Regelungen umfasst, etwa indem der Netzbetreiber den Rückbau aus Gründen der Unzumutbarkeit ablehnen kann.

In den Fällen, in welchen ein Rückbau unumgänglich wird, sollten die Rückbaukosten verursachungsgerecht und angemessen verteilt werden. Damit diese nicht zu unzumutbaren Härten für die am Gasnetz verbleibenden Kunden führen, sollte auch über zu den Netzentgelten alternative Finanzierungsmodelle wie z.B. einen staatlichen Fonds nachgedacht werden. Eine solche Finanzierung würde den Anforderungen der Energiewende als gesamtgesellschaftlicher Aufgabe besser Rechnung tragen als die bestehende Netzentgeltssystematik, die ungerechtfertigt alleine die Gasnetzkunden belastet.

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

Die Thüga begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium flächendeckende Rückbauverpflichtungen möglichst vermeiden will (vgl. Kapitel III, 2-3 des Green Papers). Sofern die aktuelle Rechtslage gesetzlich verändert werden soll, um „unnötigen“ Rückbau zu vermeiden, was wir ausdrücklich befürworten, müsste gesetzlich klar definiert werden, für welche stillgelegten Leitungen eine Duldungspflicht besteht bzw. wo umgekehrt ein Rückbau als „zwingend erforderlich“ gefordert werden kann. Da es sich um eine Modifikation der allgemeinen Regelung in § 1004 BGB bzw. einen Eingriff in vertragliche Regelungen und damit zugleich, jedenfalls im Falle betroffener Privateigentümer, um Grundrechtseingriffe handelt (Art. 14 GG, Art. 2 Abs. 1 GG u.a.), bedarf es in jedem Falle einer gesetzlichen Regelung. Systematisch sinnvoll erscheint es, eine generelle Duldungspflicht stillgelegter Leitungen gesetzlich festzuschreiben als Ausformung des § 1004 Abs. 2 BGB und die Entfernung als allenfalls in Sonderfällen gerechtfertigte Ausnahme von diesem Grundsatz zu definieren. Da eine bundesweit einheitliche Definition nicht alle Situationen vor Ort abbilden kann, sollte allerdings auch in diesem Falle es den Eigentümern überlassen bleiben, ob sie tatsächlich den Rückbauanspruch geltend machen wollen. Dabei kann die Geltendmachung eines Beseitigungsanspruchs seitens der Eigentümer zum Teil auch unangemessen sein. Vor allem in den Fällen, wenn die Nutzung des Grundstücks durch den Verbleib der Leitungen nicht beeinträchtigt ist, sei es aufgrund der Lage, oder der Verlegungstiefe der Leitungen auf dem Grundstück.

Die rechtliche Basis für die Verlegung von Leitungen auf Privatgrund reicht u.a. von Gestattungsverträgen, über grundbuchrechtlich gesicherte Dienstbarkeiten bis zu gesetzlichen Duldungspflichten nach § 12 NDAV. Eine grundlegende gesetzliche Neuregelung zum Verbleib der Leitungen sollte daher alle möglichen Fälle abdecken. In den Fällen, in welchen ein Rückbau gerechtfertigt sein kann, sollte auch eine Regelung für eine angemessene Verteilung der Rückbaukosten geschaffen 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?**

Grundsätzlich wäre ein Erwerbsrecht denkbar. Zu regeln wäre dann auch eine angemessene Entschädigung des Netzbetreibers.

Ferner verweisen wir auf unsere Antworten zu den Fragen 30 und 31.

## **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?**

Es muss in jedem Falle zunächst gesetzlich definiert werden, in welchem Umfang Netzinvestitionen künftig überhaupt noch als energiewirtschaftlich „notwendig“ angesehen werden. Der richtige Platz hinsichtlich des Verteilernetzes ist § 11 EnWG. Die dort bislang vorgesehene und kundenseitig vorgegebene „Bedarfsgerechtigkeit“ kann im Kontext von Stilllegungsplänen künftig nicht allein ausschlaggebend sein.

Die Verteilernetzbetreiber bewirtschaften Ihre Netze entsprechend der gesetzlichen Vorgaben und der Möglichkeiten des Regulierungsregimes. Die Investitionen sind auch unternehmerische Entscheidungen, die vor dem Hintergrund der dynamischen Änderungen des Umfelds angepasst werden. Darüber hinaus sind die Investitionen auch von Tätigkeiten der Kommune oder von den Gewerken Wasser, Strom, Fernwärme abhängig. Gasnetzbetreiber müssen beispielsweise Ihre Leitungen umlegen oder erneuern, wenn andere Bautätigkeiten in der Straße oder die damit einhergehenden zusätzlichen mechanischen Belastungen dies erfordern. Die damit einhergehenden Investitionen durch diese Tätigkeiten sind zum Teil erheblich.

Teilweise bestehen Investitionsverpflichtungen für den Netzbetreiber aus Konzessionsverträgen (die in manchen Fällen sogar pauschale Investitionsbudgets vorsehen, sich also nicht an sicherheitstechnischem oder energiewirtschaftlichem Bedarf ausrichten).

**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 Gasverteilersnetzes, diesbezüglich für ausreichend?**

Auch in diesem Kontext gilt, dass gesetzlich klar geregelt sein muss, welche Investitionen künftig nicht mehr notwendig sind. In bestehenden Gaskonzessionsverträgen finden sich oft Zusagen im Hinblick auf Investitionen in Gasnetze. Es ist daher durchaus sinnvoll, dass gesetzlich klar geregelt wird, dass die konzessionsvertraglichen Investitionszusagen verweigert werden können, wenn diese über die sicherheitstechnischen und bedarfsgerechten Investitionen hinausgehen (was einer Befreiung von Erweiterungsinvestitionen, nicht aber von Ersatzinvestitionen entspräche).

Ferner wird auf unsere Antwort zu Frage 25 verwiesen.

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

Harte Mindestkriterien ergeben sich aus § 49 EnWG i. V. m. technischen Verbandsregelwerken. Allerdings reichen diese alleine nicht aus, um künftige Stilllegungs- und Transformationsziele abzubilden.

## **Konzessionsverträge**

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

Konzessionsverträge laufen bis zu 20 Jahren, wobei viele abgeschlossenen Verträge auch kürzere Laufzeiten enthalten. Zudem enthalten Konzessionsverträge meist auch Kündigungsrechte. Demnach werden die Konzessionsverträge nach unserer Einschätzung sukzessive enden.

**29. Würden sich Stakeholder unter den derzeitigen Rahmenbedingungen weiterhin auf neu zu vergebende Konzessionen für Gasverteilersnetze 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?**

Die Verteilernetzbetreiber fühlen sich ihren langjährigen Konzessionskommunen verpflichtet; auch weil die Kommunen häufig deren Anteilseigner sind. Es besteht folglich eine hohe Motivation, den Netzbetrieb fort-

zusetzen, wobei ein wirtschaftlicher Netzbetrieb weiterhin gewährleistet sein muss. Es muss jedoch zunehmend damit gerechnet werden, dass der Wettbewerb um Gaskonzessionen sukzessive abnimmt. Zum Teil führt dies jetzt schon dazu, dass Kommunen sich aktiv um einen Neukonzessionär bemühen müssen. Nach unserer Einschätzung hängt das fehlende Interesse nicht an der Größe des Konzessionsgebietes. Der Grund liegt vielmehr in der zunehmenden Unsicherheit im Hinblick auf den Betrieb von Gasverteilernetzen, insbesondere die Unklarheiten im Hinblick auf etwaige Rückbauverpflichtungen und die aktuell nicht abschätzbaren wirtschaftlichen Belastungen.

Hinsichtlich des Vorschlags einer Zusammenlegung von Netzgebieten ist zu beachten, dass benachbarte Netzgebiete nicht selten durch unterschiedliche Konzessionäre mit unterschiedlichen Vertragslaufzeiten „besetzt“ sind. Nach unserer Einschätzung würde dies allerdings in den meisten Fällen auch nicht zu einer größeren Attraktivität der Netzgebiete führen, da die beschriebenen Risiken verbleiben. Eine größere Attraktivität könnte vielmehr herbeigeführt werden durch einen belastbaren und praktisch umsetzbaren gesetzlichen Transformationsrahmen, außerdem durch bessere wirtschaftliche Rahmenbedingungen, bspw. eine höhere Eigenkapital-Verzinsung und einen Wegfall des Effizienzvergleichs.

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

Das Hauptproblem liegt unserer Einschätzung nach darin, dass die Gasnetze auch weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können, sowie die Kosten und Risiken im Rahmen des Netzbetriebs angemessen verteilt werden müssen (vgl. auch die Antworten zu Fragen 22 ff.) Dies führt zu Planungssicherheit und erhält weiterhin die Attraktivität der Gasnetze.

Ferner wird auf unsere Antworten zu den Fragen 29 und 31 verwiesen.

**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?**

Neue Konzessionsverpflichtungen, wie sie im Green Paper vorgeschlagen werden (vgl. Kapitel III, 4-5), würden teils hohe Folgekosten nach sich ziehen, neue eigentumsrechtliche Fragen aufwerfen und den Transformationsspielraum der Verteilernetzbetreiber erheblich einengen. Bei einer solchen Verpflichtung würde es sich schließlich um einen Grundrechtseingriff handeln (Art. 14, Art. 12 GG). Dieser muss gerechtfertigt, insbesondere verhältnismäßig sein. Eine Weiterbetriebsverpflichtung ist nicht ohne Entschädigungszahlungen umzusetzen.

Sowohl hinsichtlich der Dauer der dargestellten Weiterbetriebspflicht als auch der dafür erforderlichen Entschädigung muss sichergestellt sein, dass ein zwangsweise angeordneter weiterer Netzbetrieb zu wirtschaftlich angemessenen Bedingungen erfolgen kann. Um diese zu bestimmen, wäre es denkbar, die „Wirtschaftlichkeitslücke“ auszuschreiben (ähnlich den bekannten Mechanismen bei Erneuerbaren Energien oder Kraftwerkskapazitäten).

Die ins Spiel gebrachte Weiterbetriebspflicht müsste jedenfalls durch zwei Enddaten begrenzt sein, und zwar den Stilllegungszeitpunkt des Netzes, längstens aber zehn Jahre, um den Netzbetreiber keinen unkalkulierbaren Risiken auszusetzen. Ziel sollte es dabei immer sein, den Netzbetrieb weiterhin wirtschaftlich zu gewährleisten. Hierzu gilt es die gesetzlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, so dass die Gasnetzkonzessionen auch künftig attraktiv bleiben.

**32. Wie soll mit Fällen umgegangen wird, 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?**



Grundsätzlich können nicht alle Lebensrisiken vollständig durch gesetzliche Vorgaben abgedeckt werden. Völlig überraschende Stilllegungen „im Nachhinein“ gibt es bei ausreichenden Vorankündigungsfristen nicht. Hierzu verweisen wir auf unsere Antwort zu Frage 12.

## Sonstiges

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

Ob und in welchem Umfang die Transformation der Wärmeversorgung schlussendlich auch auf klimafreundlichen Brennstoffen wie Wasserstoff oder Biomethan fußen wird, muss ausgehend von den vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen im Zuge der kommunalen Wärmeplanung individuell geklärt werden. Schon heute konstatieren können wir, dass die Gasverteilnetzbetreiber der Thüga-Gruppe in Gesprächen mit Kommunen in letzter Zeit sehr positive Rückmeldungen hinsichtlich der künftigen Nutzung von Wasserstoff in den Gasverteilnetzen erhalten haben.