

ANTWORTEN

zum Fragenkatalog zum Green Paper Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze des BMWK vom 14.03.2024

Berlin, 11.04.2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin

Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem Green Paper Transformation Gas-/ Wasserstoff-Verteilernetze des BMWK vom 14.03.2024 im Rahmen der öffentlichen Konsultation Stellung zu nehmen und die Fragen zu beantworten.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- › Der Verband kommunaler Unternehmen setzt sich für das Erreichen der klimapolitischen Ziele ein. Dazu gehören unter anderem der Ausstieg aus fossilem Erdgas und die zunehmende Relevanz von dekarbonisierten Gasen.
- › Die mehrheitlich kommunalen Verteilernetzbetreiber bewirtschaften aktuell rund 550.000 Kilometer Gasverteilernetze und verfügen über hohe Marktanteile in der Belieferung mit Gas.
- › Mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) nach DVGW-Merkblatt G 2100, einer nach § 49 Abs. 2 EnWG allgemein anerkannten Regel der Technik, haben die Gasverteilernetzbetreiber ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst und sich zu einer zügigen Transformation ihrer Netze hin zu Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen bekannt. Gasverteilernetzbetreiber planen dabei auf Basis gesicherter Kundenbedarfe die Transformation hin zu Wasserstoffverteilernetzen. Allerdings bestehen aktuell noch Unsicherheiten und Unklarheiten seitens der Netzkunden hinsichtlich ihrer Planungen und Dekarbonisierungsschritte.
- › Mit einem Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. EUR ist das Gasverteilernetz ein strategisches Asset der Energiewende, das es beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes umfassend zu nutzen gilt. Gasverteilernetze sind weit überwiegend technisch in der Lage, durch Umwidmung die Basis für künftige Wasserstoffnetze zu bilden.
- › Mehr als 99 Prozent der Industrie-, Gewerbe und Nicht-Haushaltskunden in Deutschland beziehen ihr Gas aus den Verteilernetzen, darunter rund 1,8 Mio. mittelständische Unternehmen mit mehreren Millionen Arbeitsplätzen. Sprich: der Mittelstand, das Rückgrat der deutschen Wirtschaft hängt an den Verteilernetzen. Sie werden auch künftig auf gasförmige Energieträger wie Wasserstoff, den sie über die Verteilernetze beziehen, angewiesen sein.
- › Die Umwidmung des Gasverteilernetzes hin zu Wasserstoff oder Biomethan kann auch den nötigen Stromnetzausbau flankieren und den hierbei anfallenden Gesamtaufwand begrenzen. Dies bedeutet auch weniger Tiefbaumaßnahmen im kommunalen Straßenbild.
- › Daneben heizen rund 50 Prozent der deutschen Haushalte gasbasiert. Auch in 2022 wurden noch 600.000 neue Gasheizungen verbaut. Ihre sichere Versorgung muss auch in Zukunft gewährleistet bleiben.

Positionen des VKU in Kürze

- › Wir begrüßen es, dass das BMWK unter Einbindung der Stakeholder einen Ordnungsrahmen für die Zukunft der Gasnetze entwickelt. Der VKU steht als verlässlicher Ansprechpartner auch für die folgenden notwendigen Schritte bereit.
- › In dem Green Paper werden viele wichtige Fragen adressiert, auf deren Beantwortung wir seit langem drängen (vgl. dazu u.a. die von uns in Auftrag gegebene Studie „Regulatorischen Anpassungsbedarfe zur Transformation der Gasversorgung im Kontext der Wärmewende“).
- › Das Green Paper fällt hinter den in seinem Titel zum Ausdruck gebrachten Anspruch zurück, die Transformation der Gas- und Wasserstoffverteilernetze adäquat abzubilden. Denn es stellen sich dieselben Fragen für die Transformation wie sie für die Anschlussverpflichtungen/Stillegungspläne gestellt werden. Auch hierfür muss der ordnungspolitische Rahmen unter Einbindung der Stakeholder angepasst werden.
- › Dieser neue Ordnungsrahmen für Netzumstellungen (und Neubau) ist deshalb zwingend erforderlich, da mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) zwei zentrale Bundesgesetze auf einer regionalen Netztransformation aufbauen und die flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff als Transformationsoption ausdrücklich vorhalten.
- › Die Zeit drängt: die angerissenen Handlungsoptionen müssen zeitnah, noch in dieser Legislaturperiode, beschlossen und umgesetzt werden.
- › Netzbetreiber und Kunden brauchen ein in der Praxis sicher anwendbares Anschlussverweigerungs- und Kündigungsrecht. Die Stillegungspläne in Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung bieten hierzu bei sachgerechter Ausgestaltung einen Ansatz. Wichtig ist, dass Parallelinfrastrukturen vermieden werden können.
- › Konzessionäre dürfen nicht zum Weiterbetrieb bei ausbleibenden Bewerbungen herangezogen werden. Es ist wichtig, dass es eine verlässliche zeitliche Obergrenze gibt, nach der entweder die Kommune übernimmt oder das Netz stillgelegt wird. Diese sollte nicht zu lang gesetzt werden.

Vorbemerkung

Wir begrüßen den mit dem vorliegenden Green Paper angestoßenen Prozess ausdrücklich.

Deutschland hat sich das rechtsverbindliche Ziel gesetzt, bis 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Dazu gehört als zentraler Aspekt die Wärmewende. Die Aufmerksamkeit auch vieler kommunaler Unternehmen ist auf diesen Diskurs gerichtet, schließlich sind es oft die kommunalen Energieversorger und Netzbetreiber, die über Erdgas, Nah-/Fernwärme und zunehmend Strom die Wärmeversorgung realisieren. Diese Transformation – zusammen mit dem Wunsch, künftig nur noch klimaneutrale Gase wie Wasserstoff zu verwenden – führt zwangsläufig zu Veränderungen in der Gasnetzinfrastruktur. Während das Ziel

als solches klar erscheint, gibt es über die Wege, Zwischenziele und angewandten Instrumente keine einheitliche Vorstellung und keine konkreten Vorgaben. **Insgesamt ist das Green Paper aus unserer Sicht schlüssig aufgebaut und greift die richtigen Punkte auf.**

Mehr Offenheit für H₂ als Option zur Wärmeversorgung ist angebracht.

In dem Green Paper wird davon ausgegangen, dass eine Nutzung von Wasserstoff in der dezentralen Wärmeversorgung zu teuer ist und sich daher nicht umfassend durchsetzen wird. Sofern ein Verteilnetzbetreiber die Chance auf eine Anbindung an das geplante H₂-Backbone erhält und darüber hinaus i.W. über Gasnetze auf PE- bzw. Stahlbasis verfügt, sollte jedoch die Option zur Verwendung von Wasserstoff in Einzelfällen, und damit nicht flächendeckend, auch im Wärmemarkt offengehalten werden. Dabei ist es von besonderer Bedeutung, dass bei der wirtschaftlichen Bewertung auch die Kosten für die Umrüstung der Heizungsanlage und des Gebäudes mitberücksichtigt werden. Im Falle einer Verwendung von Wasserstoff können bestehende Gebäudebestandteile wie bisher mit Heizungsanlagen im Temperaturbereich von 70-80 Grad genutzt werden. Z.T. massive Gebäudeinvestitionen können damit entfallen.

Zudem sollte die BEG-Förderung für den Heizungstausch mit der kommunalen Wärmeplanung verschränkt werden: In den beplanten Gebieten sollte nur noch die für das jeweilige Gebiet vorgesehene Art der Wärmeversorgung gefördert werden (in Wärmenetzausbaubereichen bspw. der Anschluss an ein Wärmenetz, in Wasserstoffnetzausbaubereichen der Einbau einer Wasserstoffheizung etc.).

Es fehlt der Fokus auf die Transformation.

In dem Green Paper sind viele Aspekte zutreffend beschrieben und adäquate Handlungsoptionen aufgezeigt. Dies tangiert die Themen der Rückstellungen und Stilllegungen. Was ausgeklammert ist, ist der dritte Pfad für Gasverteilernetze, nämlich die Transformation. Hier sind wichtige regulatorische Fragen schnellstmöglich zu beantworten. Grundsätzlich stellen sich dieselben Fragen für die Transformation wie sie für die Anschlussverpflichtungen/Stilllegungspläne gestellt werden. Dies darf nicht ausgeblendet werden.

Branche braucht verlässliche Strukturen und Klarheit über Entscheidungsträger.

Das Schaubild auf S. 8 „Zentrale schematische Handlungsfelder „Neuer Ordnungsrahmen Verteilernetze““ macht deutlich, dass die Zuständigkeiten für die „Pläne für Entwicklung von Wasserstoffverteilernetzen und Stilllegung von Erdgasverteilernetzen“ sowohl bei der BNetzA als auch beim BMWK liegen. Bei diesem Kernthema benötigen die Stakeholder stabile Vorgaben und Sicherheit, wer diese erlässt.

Hier ist eine enge und vertrauensvolle Abstimmung zwischen BMWK, BNetzA und der Branche wichtig, um einerseits Doppelregelungen auszuschließen aber auch um „blinde Flecken“ bei den notwendigen regulatorischen Anpassungen zu vermeiden.

Wir regen zudem an, einen energiewirtschaftlichen Beirat bei der BNetzA zu etablieren, besetzt mit Anwendern aus der Praxis und weiteren Stakeholdern.

Rahmen für Wasserstoffverteilernetz aufstellen.

Neben den Regelungen für das Wasserstoffkernnetz bedarf es auch Regelungen für die Errichtung des Wasserstoffverteilnetzes; diese sollten einen angemessenen Finanzierungsrahmen (wie den intertemporalen Allokationsmechanismus) beinhalten und sich an den Regelungen für das Kernnetz orientieren.

Nutzung von Biogas und CCS bzw. CCU.

Grundsätzlich lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sagen, inwieweit es eines Parallelbetriebes von Methan- und Wasserstoffnetzen bedarf bzw. ob eine Umwidmung erfolgen kann. In dem vorliegenden Green Paper wird von einem Auslaufen der Nutzung von Erdgas durch die Substitution durch andere Energieträger ausgegangen. Vor dem Hintergrund der Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung ist diese absolute Aussage nicht nachvollziehbar. Unter den angestrebten Voraussetzungen von CCS und CCU bestehen zukünftig ggfs. weiterhin Einsatzgebiete für Erdgas. Zudem wird der Einsatz von erneuerbarem Methan im vorliegenden Green Paper stark marginalisiert. Die Einschätzung, dass die Einspeisung von Biomethan aufgrund der Knappheit von Biomasse endet, teilen wir nicht vollumfänglich. Jedoch ist die Einspeisung mit hohen Investitionskosten für die Netzbetreiber und somit auch für Verbraucher verbunden. Durch diese ungleiche Kostenverteilung besteht das Risiko, falsche Anreize zu setzen und auch Projekte zu realisieren, die wirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Die Bildung von Clustern stellt hierfür einen praktikablen Lösungsansatz dar, um Biomethan effizient im Energiesystem nutzen zu können.

VKU-Antworten zu den Fragen im Rahmen der öffentlichen Konsultation

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?

Wie im Green Paper zutreffend beschrieben, gibt es nicht den Dekarbonisierungspfad und damit auch nicht die Gasnetztransformation. Lokale Potentiale und Notwendigkeiten geben die Möglichkeiten vor. Möglichkeiten zum Ausbau von Fernwärme, Wasserstoffherzeugung, -transport und -bedarf, Gebäudebestand, vorhandene Infrastruktur und Verfügbarkeit von Energiequellen sind wichtige Parameter. Diese und viele weitere Faktoren müssen letztlich berücksichtigt werden. So verweist das Green Paper richtigerweise an mehreren Stellen auf die Wichtigkeit örtlicher Planungsvorhaben – von der Wärmeplanung der Kommunen bis hin zur Transformationsplanung der Netzbetreiber – und stärkt damit die kommunale Planungsautonomie.

Davon abgeleitet wird für jeden Teil eines Gasnetzes entschieden werden müssen, ob dieser weiterhin als Wasserstoffnetz verwendet werden kann oder, ob eine Stilllegung sinnvoll ist. Es gibt kein Modell, das die Wirklichkeit vor Ort bereits heute vollständig abbilden könnte.

Notwendig ist ein flexibler Rahmen, der zeitlich angepasst zu den Handlungen der Akteure passt. Diese sind getrieben durch die KWP und weitere Infrastrukturplanungen und -maßnahmen (Ausbau der Stromnetze, Aufbau des H₂-Kernnetzes, Ergebnisse der Systementwicklungsstrategie). Planungsprozesse müssen sinnvoll koordiniert und zeitlich abgestimmt werden, um Entscheidungen treffen zu können, die volkswirtschaftlich sinnvoll sind.

- ➔ Es muss gewährleistet sein, dass Netzentwicklungsplanung (NEP) der Fernleitungsnetzbetreiber und KWP harmonisieren. Der Fahrplan eines Netzbetreibers muss nach § 71k 2a GEG mit dem NEP zusammenpassen. Eine formelle Bestätigung des NEP kommt aber erst in 2025 (oder später). Je nach Kommune kann es zu spät sein, um in dem KWP bis 2026 berücksichtigt zu werden.
- ➔ Fraglich ist das zeitliche Ineinandergreifen in den zukünftigen Durchläufen, wenn KWP und NEP weiter auseinanderliegen. Es darf auch nicht dazu kommen, dass im NEP die Ausweisung als Wasserstoffnetzgebiet in der KWP als Voraussetzung gefordert wird, dies würde einen Zirkelschluss bedeuten.

Kosten für Umrüstungen des Erdgasnetzes auf einen Wasserstoffbetrieb und auch die Kosten für etwaige Stilllegungen müssen von den **Gasnetzbetreibern** vereinnahmt werden können. Das muss in die Bewertung der Fahrpläne nach § 71k GEG eingehen. Diese Fahrpläne dürfen nicht deswegen abgelehnt werden, weil die Netzbetreiber die Transformationskosten noch nicht vereinnahmt haben. Für die Transformation der Gasverteilernetze hin zu Wasserstoffnetzen bzw. deren Ablösung durch alternative Wärmelösungen (Anschluss an ein Wärmenetz o. ä.) sollten Gasverteilernetzbetreiber **regulatorische Anreize** erhalten (Prüfung eines Bonus' für Energiewendekompetenz bspw. quantifiziert durch Anzahl der umgewidmeten Anschlusspunkte (vgl. hierzu auch unsere [Stellungnahme](#) zu N.E.S.T.).

Es ist zu prüfen, ob das Hochlaufentgelt auf alle Endkunden ausgeweitet werden sollte, deren Energiebedarfe ohne die Nutzung von Wasserstoff nur schwer zu dekarbonisieren sind, und das unabhängig von der Entfernung zum Kernnetz.

Die Transformationskosten für **Gebäudeeigentümer** können durch Sanierungsmaßnahmen sehr hoch werden. Die höheren Kosten für den Wasserstoff müssen im Zusammenhang mit den Einsparungen beim Umbau der Heizungsanlage in Gebäuden betrachtet werden. Hier kann es im Einzelfall, aber wahrscheinlich nicht flächendeckend, ggf. in Summe billiger sein den teureren Wasserstoff zu nutzen. Zusätzlich ist zu beachten, dass ggf. zur Versorgung von Kraftwerken oder Industriekunden ohnehin ein Wasserstoffnetz im Verteilnetz notwendig. In dessen Peripherie ist der Anschluss von weiteren Anlagen an das H₂ Netz zur Senkung der spezifischen Netzkosten zielführend.

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?

Anpassungen am Regulierungsrahmen sind jetzt notwendig, um die Transformation der Gasnetze schonend für Netznutzer und Netzbetreiber schnell beginnen und erfolgreich abschließen zu können. Netzbetreiber und Verbraucher benötigen langfristige Verbindlichkeit, da sowohl Infrastruktur als auch Heizungskonzepte auf Jahrzehnte geplant sind und keinen kurzfristigen Veränderungsspielraum haben.

Hier die wichtigsten Aspekte:

- Die **Pflichten zum Netzanschluss** müssen angepasst und eingeschränkt werden. Dies ist im Green Paper zutreffend beschrieben.
- Auch ist die im Green Paper genannte Frage, wie mit **Verdichtungen im Erdgasbestandsnetz** umzugehen ist, zu beantworten.
- Geht man davon aus, dass der Netzbetrieb (ganz oder teilweise) ausläuft, müssen die **Abschreibungsdauern** flexibel verkürzt werden. Es stellt sich die Frage,

wie mit eventuell entstehenden Kosten für **den Rückbau von Netzen** umzugehen ist. Hier ist das Green Paper ebenfalls auf dem richtigen Weg, sofern primär der Rückbau vermieden werden soll. Im nicht-vermeidbaren Fall soll dann die Bildung von Rückstellungen mit regulatorischer Erlöswirksamkeit ermöglicht werden.

Grundsätzlich gilt: Im Rahmen der Anreizregulierung, namentlich in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), sind kalkulatorische Abschreibungen im Sinne von Umlagefähigkeit auf die regulierten Gasnetzentgelte entlang von betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von wesentlichen Anlagegütern für den Gasnetzbetrieb gesetzlich vorgegeben und nicht unternehmensindividuell veränderbar (vgl. konkret GasNEV [Anlage 1 \(zu § 6 Abs. 5 Satz 1\) Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von Anlagegütern in der Gasversorgung](#)).

Die Große Beschlusskammer der Bundesnetzagentur hat daher am 06.03.2024 ein Eckpunktepapier unter dem Titel „Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Gassektor - KANU 2.0“ vorgelegt. Darin schlägt sie erste Eckpunkte für eine Anpassung der Abschreibungsmodalitäten für Anlagen im Gassektor vor. Sie schlägt hierzu verschiedene Modelle vor, um die Nutzungsdauern auch für Bestandsanlagen zu verkürzen und zusätzliche Flexibilität bei den Abschreibungsmethoden zu schaffen. Netzbetreiber könnten Nutzungsdauern dann so wählen, dass die Anlagen bis spätestens Ende 2044 vollständig abgeschrieben wären und damit über Netznutzungsentgelte refinanziert werden könnten. Eine entsprechende Regelung für Neuanlagen und LNG-Anbindungsleitungen hatte die Bundesnetzagentur bereits 2022 getroffen (KANU). Dieser Ansatz wird vom VKU im Grundsatz begrüßt, auch wenn bei der Ausgestaltung der vorgeschlagenen Modelle noch weiterer Klärungsbedarf besteht.

Hintergrund

Vereinfacht gesagt, also als Überschlagsgröße gerechnet, fließen einem Unternehmen bei einer linearen Abschreibung über 50 Jahre jährlich 2 Prozent der Investitionskosten über die regulierten Gasnetzentgelte wieder zu (siehe auch VKU-Gutachten). Für wesentliche Anlagegruppen (insbesondere in der Anlagegruppe der Leitungen) ist für die meisten Materialien in der GasNEV eine Abschreibung über 45 bis 55 Jahre vorgegeben. Damit ist klar: Die tatsächlich zu erwartenden Nutzungszeiträume von Gasverteilnetzen bis zu einer möglichen Außerbetriebnahme/Stilllegung werden insbesondere bei den 1990/2000er Jahren getätigten Investitionen in den Verteilnetzausbau in vielen Fällen kürzer sein als die regulatorisch vorgegebenen Abschreibungszeiträume für wesentliche Anlagegruppen.

Doch auch bei Umfunktionierungen der Gasnetze etwa zu Wasserstoffnetzen, ergibt sich die Notwendigkeit, darauf regulatorisch zu reagieren und veränderte Abschreibungszeiträume zu ermöglichen/betriebswirtschaftlich zu reagieren. Auch passt das heutige Modell

des **Effizienzvergleiches** nicht mehr, weil die Netze ganz unterschiedliche Transformationspfade einschlagen werden.

Gleichzeitig müssen Regelungen für die Zusammenarbeit der H₂-Netzbetreiber getroffen werden. Die Verbände BDEW, VKU und GEODE beginnen mit der Erarbeitung einer **Kooperationsvereinbarung für Wasserstoff**, wie im EnWG vorgesehen.

Des Weiteren gilt es, ordnungspolitische Maßnahmen für den **Hochlauf des Wasserstoffmarktes** zu ergreifen, um auch das H₂-Angebot und die -Nachfrage (neben der Infrastruktur) zu berücksichtigen. Es bedarf Förderinstrumenten, die die gesamte Wertschöpfungskette abdecken und effizient und transparent sind. Zu viele Differenzierungen und kleinteilige Förderungen sind zu vermeiden. Des Weiteren muss sichergestellt sein, dass Regionen und Kunden (durch die Entfernung zum Kernnetz) nicht benachteiligt werden. Eine mögliche Einschränkung der Anschlusspflicht auf Endkunden, deren Energiebedarfe ohne die Nutzung von Wasserstoff nur schwer zu dekarbonisieren sein werden, und solche Gebiete, die in verbindlichen Plänen zur Wasserstoffverteilnetzentwicklung als durch Wasserstoff versorgte Gebiete vorgesehen werden, dürfen nicht dazu führen darf, dass der Wasserstoffhochlauf gefährdet wird.

Neben Wasserstoff kann auch Bio-Methan als gasförmiger, dekarbonisierter Energieträger wichtiger werden. Transport und Verteilung von Bio-Methan dürfen nicht zu stranded assets durch die Bereithaltung und Nutzung der Methannetze führen. Mit seinem einseitigen Fokus auf Stilllegungen konterkariert das BMWK die an anderen Stellen des Papiers hervorgehobene kommunale Planungsautonomie und die Vielfalt möglicher zukünftiger Wärmekonzepte (s.o.)

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

Eine pauschale Antwort ist nicht möglich, da die Gegebenheiten vor Ort für die Zukunft der Gasverteilernetze ausschlaggebend sind. Es ist weder klar, dass die Gasnetze weiterhin vollständig gebraucht werden, noch ist die vollständige Stilllegung gewiss. Maßgeblich werden letztlich die lokalen Gegebenheiten sein. Am wahrscheinlichsten ist ein Misch-Szenario aus Umwidmung, Stilllegung (und in Einzelfällen Weiternutzung für Bio-Methan) auch innerhalb der Versorgungsgebiete. Die Gasverteilernetze werden in Länge und Grad der Vermaschtheit abnehmen.

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

Die Gasverteilernetze haben eine wichtige Funktion bei der Aufgabe, Deutschland krisensicher und klimafreundlich mit Wasserstoff zu versorgen. Sie können dazu beitragen, die

Transformation der Wärmeversorgung und die Belieferung der Industrie in den Kommunen voranzutreiben. Dafür muss der **Zugang der GasVNB zum Wasserstoff-Kernnetz** jederzeit gewährleistet sein. Dieses Zugangsgebot steht auch im Einklang mit verschiedenen Bundesgesetzen (GEG, WPG) und ist schon deshalb zwingend erforderlich, da das Gasverteilernetz mit seinen Speicherkapazitäten sektorübergreifend die Energie- und Wärmeversorgung sichert.

Im ab dem Jahr 2025 folgenden NEP-Prozess für CH₄ und H₂ sollten die Bedarfe der VNB bereits **bei der Erstellung des Szenariorahmens** und der darauf aufbauenden Netzentwicklungsplanung angemessen Eingang finden. Nur so können die flächendeckende Versorgung mit klimaneutralen Gasen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit sichergestellt werden. Das lässt sich abbilden, indem die **GTP der GasVNB** nach G 2100 „Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) - Leitfaden 2023“ des DVGW Regelwerks und perspektivisch sich daraus entwickelnde Umstellfahrpläne, die die Anforderungen gemäß §71 k GEG erfüllen, als Eingangsgröße für die Netzentwicklungsplanung zählen. Die Anforderungen des §71 k GEG würden so praktikabel ausgestaltet.

GasVNB brauchen einen ordnungspolitischen Rahmen und einen **investitionsfreundlichen und wettbewerbsfähigen Finanzierungsrahmen**, der alle **drei Elemente der Transformation** (Umnutzung, partieller Neubau und Stelllegung) beinhaltet. Die Finanzierung der Wasserstoffverteilernetze sollte über das bewährte Regulierungsregime vergleichbar der Regulierung der Gasverteilernetze, gepaart mit den speziellen Instrumenten des Regulierungsrahmens des H₂-Kernnetzes, erfolgen. Die Transformationsherausforderung sollte durch eine auskömmliche Eigenkapitalverzinsung abgedeckt werden, die höher als die Verzinsung der Gasnetze liegen sollte.

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?

Heute lässt sich noch nicht zuverlässig beantworten, welche Netzteile der GasVNB wann auf H₂ umgestellt werden können. Der [Ergebnisbericht des GTP von 2023](#) besagt:

- Bis 2030 wird in großen Teilen Deutschlands mit der Einspeisung von Wasserstoff in die Verteilnetze begonnen. Das heißt: Zeitlich ist eine H₂-Netzanbindung für erste Industrie- und Gewerbekunden Ende der 2020er Jahre zu erwarten. Wichtig ist dennoch die sukzessive Ablösung von Teilnetzen (i.d.R. Einzugsbereich einer

GDRA) rechtlich zu ermöglichen, insbesondere für Netzbetreiber mit redundanten Einspeisepunkten (vgl. auch Kapitel zu Anschlussverpflichtungen/Stilllegungsplänen).

- Bereits 2035 können in den meisten Landkreisen Teilnetze auf 100 Prozent H₂ umgestellt sein. Die vollständige Umstellung der Wasserstoffgebiete wird bis 2045 abgeschlossen sein.
- Von den 212 Verteilnetzbetreibern mit H₂-Planung meldet gut die Hälfte die ersten H₂-Einspeisungen bis 2030, bei 97 Prozent erfolgt sie bis 2040 (siehe Abbildung 17):
 - o 26 Prozent starten die Einspeisung bis 2028
 - o weitere 25 Prozent bis 2030 (51 Prozent gesamt)
 - o weitere 11 Prozent bis 2032 (62 Prozent gesamt)
 - o weitere 21 Prozent bis 2035 (83 Prozent gesamt)
 - o weitere 13 Prozent bis 2040 (97 Prozent gesamt)
 - o finale 3 Prozent bis 2045 (100 Prozent gesamt)

Insbesondere Industrie und Gewerbe sollten bei ihren Dekarbonisierungsanstrengungen durch den Umstieg von Erdgas auf Wasserstoff durch entsprechende Rahmenbedingungen und Fördermaßnahmen unterstützt werden.

Zur Höhe der Umstellkosten lässt sich derzeit keine zuverlässige Aussage treffen. Klar ist aber: Statt ein neues Netz für den Transport von Wasserstoff aufzubauen, kann das bereits bestehende, über 550.000 km lange deutsche Gasnetz mit geschätzten Gesamtkosten von rund 30 Milliarden Euro für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden. Viele Kunden mit Gasanschluss sind bereits H₂-ready oder können mit verhältnismäßig geringem Aufwand H₂-ready gemacht werden (verglichen z.B. mit dem Investitionsbedarf für die Stromnetze oder den Kosten für die Fernwärmenetze) und so über die bestehende Infrastruktur zu 100 Prozent mit klimaneutralem Wasserstoff versorgt werden.

Zur Frage der Finanzierung siehe auch unsere Antworten zu Frage 4.

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?

Das überregionale Wasserstoff-Transportnetz sollte die Bedarfe der H₂-Verteilernetze berücksichtigen. Basis sollte die bereits existierende Transformationsplanung der VNB in Form des GTP sein. Auf Verteilernetzebene bestehen laut Ergebnisbericht des GTP erhebliche Bedarfe seitens von Industrie- und Gewerbekunden, v. a. hinsichtlich des Einsatzes von Prozessgas.

Hinsichtlich der Bedarfe von Haushalten wird die kommunale Wärmeplanung den Rahmen für die Transformation vorgeben; dabei kann Wasserstoff dort eine Rolle spielen, wo Wärmenetze und elektrische Wärmepumpen keine Lösungsoption darstellen. Erste Umstellzonen werden von den kommunalen GasVNB im Laufe der 2020er Jahre gesehen.

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

Aus Sicht der VNB:

- Gegenseitige Verbindlichkeit von Netznutzern und Netzbetreibern, ohne dem Markt die nötige Flexibilität/Liquidität zu rauben
- Koordinierte und abgestimmte Netzplanung und -entwicklung
- Angemessener Finanzierungsrahmen: Eine auskömmliche Eigenkapitalverzinsung innerhalb des bestehenden Regulierungsregimes ermöglicht den VNB einen wirtschaftlichen Betrieb der künftigen Wasserstoff-Verteilernetze.
- Ausreichende und verlässliche Abnahme von Wasserstoff durch Industrie- und Gewerbekunden
- Wettbewerbliche Netzentgelte, damit kein Nachteil für Kunden am H₂-Verteilernetz entstehen

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?

Heute kann noch niemand verbindlich sagen, welche Mengen an Biomethan/SNG in 2030, 2035, etc. zu welchem Preis verfügbar sein werden. Aber laut einer Metastudie von BDEW, DVGW und Zukunft Gas stellt sich die Verfügbarkeit von Biomethan wie folgt dar: Biomethan: 2030: 90-102 TWh, 2045/50: 154-331 TWh.¹

Bei SNG handelt es sich um ein Derivat von grünem Wasserstoff. Hier besteht also eine Abhängigkeit vom Potenzial für grünen Wasserstoff. Es ist offen, wie viel von dem grünen H₂ mit gewissen Umwandlungsverlusten zukünftig zu SNG gewandelt wird. Zu berücksichtigen ist, dass dafür zudem Kohlenstoff aus einer klimaneutralen Quelle benötigt wird, was neben dem geringeren Wirkungsgrad ein weiterer restringierender Faktor ist. Poten-

¹ https://www.teamconsult.net/news/files/pre_ZukunftGas_2023-04-27_rv.pdf

ziale für synthetisches Methan könnten verstärkt gehoben werden, wenn Strommarktmechanismen vom Energiemarkt zum Leistungsmarkt entwickelt würden und dadurch Anreize gesetzt würden.

9. 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 Wärmeplänen und verbindlichen Fahrplänen nach § 71k GEG verzahnt sind?

Die Entwicklung der Wasserstoffverteilernetze, die Stilllegung von Erdgasverteilernetzen und die verbindlichen Fahrpläne nach § 71k GEG sind allesamt abhängig von der jeweiligen kommunalen Wärmeplanung. Die Verzahnung zwischen dem WPG und dem GEG ist bereits vollzogen. In diese Vorgaben sollten sich auch die Regelungen zum Ausbau des Wasserstoffnetzes und zur Stilllegung von Erdgasverteilernetzen einfügen. Für Letzteres ist in der Gasbinnenmarktrichtlinie bereits die Verzahnung mit der Wärmeplanung vorgesehen. Dies muss dann entsprechend in nationales Recht umgesetzt werden.

Im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens hatte sich der VKU intensiv für eine integrierte Planung eingesetzt und eine gleichberechtigte Berücksichtigung der bestehenden Infrastrukturen gefordert, so dass die EU-Vorgaben der RL (Art. 55 - 57) mit den Anforderungen der deutschen kommunalen Wärmeplanung möglichst kompatibel sind. Das nun vorliegende Ergebnis erlaubt nun zumindest eine gemeinsame Erstellung von CH₄- und H₂-Netzen, die eine enge Kooperation auch mit Fernwärme- und Stromnetzbetreibern verlangen.

Art. 56 und 57 (Entwicklung und Stilllegung von Verteilnetzen) sehen ebenso eine gemeinsame Planung für Gas und Wasserstoff vor sowie eine „enge“ Koordination mit Strom-, Fernwärme- u. Kältenetzen. Dieser Prozess ist unserer Einschätzung nach bereits im weiteren Sinne mit den Anforderungen zur Erstellung der kommunalen Wärmepläne kompatibel.

Für die Umsetzung sind aus Sicht des VKU nachfolgende Punkte bei der Umsetzung in nationales Recht zu beachten:

1. Deutschland muss zwingend den erlaubten Spielraum für - eine auf nationaler Ebene verpflichtende - gemeinsame Planung von CH₄- und H₂-Netzen umsetzen. Es muss hinreichende Flexibilität für eine Anpassung durch den VNB geben. Mit dem Dritten Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes wird diese Verzahnung auf Fernleitungsnetzebene vollzogen. Für die Verteilernetzebene bedarf es ebenfalls Regelungen zur gemeinsamen Planung.
2. Es darf keine Mehrfach- oder Doppelaufwendung bei der Erstellung der Netzentwicklungs- und Wärmeplanung kommen. Diese Pläne sollten sich aus denselben Abfragen und Datenerhebungen erstellen und melden lassen. Unverhältnismäßige Aufwände und langwierige Verfahren sind zu vermeiden.

3. Basis für die Wärmepläne und daraus abgeleitet (Bottom-Up) die Entwicklungspläne sind die Kapazitäts- und Anschlussbedarfserhebungen der jeweiligen Netzbetreiber, wobei hier ebenfalls auf vorhandene Erhebungen (GTP) zurückgegriffen werden sollte.
 4. Darüberhinausgehende Stilllegungspläne sollten mit den regulatorischen Rahmenbedingungen, wie sie die BNetzA im Rahmen von KANU, KANU 2.0 und NEST entwickelt, synchronisiert werden, auch um eine Refinanzierung der Netzinfrastuktur zu gewährleisten.
 5. Das genaue Stilllegungsdatum muss in einem Korridor angegeben werden können und nicht verpflichtend datumsscharf.
-
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?

Die Stilllegungspläne müssen im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas berücksichtigt werden und damit Bestandteil der Planung sein.

Siehe Antwort zu Frage 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?

Vorab ist festzustellen, dass nach geltender Rechtslage eine Netzanschlussverweigerung nur im Falle wirtschaftlicher Unzumutbarkeit möglich ist. Die Kündigung des Netzanschlussverhältnisses durch den Netzbetreiber setzt voraus, dass eine Pflicht zum Netzanschluss nicht (mehr) besteht. Für einen gezielten und geplanten Ausstieg aus der Erdgasversorgung müssen ggf. Netzanschlussverweigerungen und -kündigungen im Vorfeld einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber ermöglicht werden. Es bedarf daher der Schaffung von auf diese besondere Situation zugeschnittener Rechtsgrundlagen zur Anschlussverweigerung und Anschlusskündigung, die mit der kommunalen Wärmeplanung und den Stilllegungsplänen für Erdgasverteilernetze zu verzahnen sind. Diese Vorgaben sollten im Zuge der Umsetzung der Gasbinnenmarktrichtlinie geschaffen werden.

Um das Risiko von Rechtsstreitigkeiten mit Letztverbrauchern im Zusammenhang mit der Anschlussverweigerung/-kündigung zu minimieren, wäre es aus Sicht des VKU erforder-

lich Regelbeispiele für ein „berechtigtes Interesse des Endverbrauchers“ an der Aufrechterhaltung des Gasnetzanschlusses einzuführen. Ggf. könnte auch festgelegt werden, in welchen Fällen kein berechtigtes Interesse gegeben ist.

Heute lässt sich noch nicht zuverlässig beantworten, welche Netzteile der GasVNB wann auf H₂ umgestellt werden, welche wie lange als Methannetze weiterbetrieben werden, und wann Netze stillgelegt werden.

Konkrete Aussagen dazu sind seriös erst nach dem Vorliegen der jeweiligen kommunalen Wärmepläne möglich. Am ehesten wird damit in Fernwärmevorranggebieten zu rechnen sein, da der langfristig parallele Betrieb zweier Infrastrukturen – Fernwärmenetz und Gasnetz – wirtschaftlich keinen Sinn ergibt.

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

Die Ankündigung einer Stilllegung eines Gebiets ist zu unterscheiden von der Kündigung des konkreten Netzanschlussverhältnisses. Die Festlegung verbindlicher Fristen ist angebracht. Die Vorlaufzeit für die Kündigung eines Netzanschlussverhältnisses kann kürzer sein als für die Ankündigung einer Stilllegung.

Die Schaffung eines Anschlussverweigerungs- und -kündigungsrechts für den VNB ist eine Schlüsselmaßnahme für einen passgenauen Ordnungsrahmen für die Zukunft der Gasnetze.

Zur Verweigerung eines neuen Netzanschlusses sollte es ausreichen, wenn ein Gebiet in der kommunalen Wärmeplanung nicht für eine Versorgung mit grünen Gasen vorgesehen ist oder Stilllegungspläne (des VNB) existieren. Die im Green Paper beschriebene Beschränkung der Anschlussverpflichtung an zukünftige Wasserstoffverteilnetze sehen wir positiv.

Der Zeitraum "hinreichender Vorlauf" für die **Kündigung des Netzanschlussverhältnisses** kann zwischen den verschiedenen Nutzungsarten des Gasanschlusses deutlich variieren und hängt u.a. von den finanziellen Möglichkeiten des Anschlussnutzers ab.

Bsp. 1: Für **Einspeiser**, also i.W. Biomethananlagen, sind Ankündigungen der Kündigung des Netzanschlusses mit sehr hohem Vorlauf (größer 10 Jahre) notwendig, um die Risiken eingrenzen zu können und alternative Nutzungspfade (z.B. Dampfreformierung zu H₂, Methanverflüssigung) zu entwickeln.

Bsp. 2: Für Ausspeiser darf die Kündigungsfrist nicht zu lang ausfallen und sollte eine Vorlaufzeit von i.d.R. 3 Jahren nicht überschreiten. Die Kündigungsfrist darf allerdings der Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung nicht im Wege stehen. Sofern also eine alternative, leitungsgebundene Wärmeversorgung, insbesondere über Wärmenetze, verfügbar ist, sollten kürzere Vorlaufzeiten gelten, als in Fällen, in denen dies nicht der Fall ist.

In der Niederdruckstufe beträgt die gesetzliche Kündigungsfrist **derzeit** einen Monat auf das Ende eines Kalendermonats. In den höhergelagerten Druckstufen (Mittel- und Hochdruck) gibt es keine gesetzlich vorgegebenen Fristen; hier kommt es auf die im Netzan-schlussvertrag vereinbarten Kündigungsregelungen an. Ob diese bisherigen, auf den Ein-zelfall zugeschnittenen Regelungen im Rahmen der Transformation der Gasnetze aber weiterhin praktikabel sind, ist fraglich. Insoweit wird es entscheidend auf den Inhalt der künftig vorgesehenen Netzstilllegungspläne der VNB ankommen, die von den Regulie-rungsbehörden zu genehmigen sind.

Es obliegt daher dem Gesetzgeber, im Rahmen der Umsetzung der geplanten Binnen-markt-Richtlinie für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff die gesetzlichen Rahmen-bedingungen sowohl für die Stilllegungspläne und dessen zeitlichen Rahmen als auch da-mit einhergehend für die Ablehnung von Neuanschlüssen und die Kündigung vorhandener Anschlüsse zu schaffen.

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

Ein Stilllegungspfad bedarf eines bestätigten Wärmeplans und darauf aufbauenden Ab-stimmungen.

Der Stilllegungspfad für ein Gasverteilernetz sollte Zwischenschritte mit Netzabschnitten auf dem Weg zur Stilllegung eines Netzgebietes aufzeigen. Allerdings sollte der VNB auch Änderungen in seiner Stilllegungsplanung vornehmen können, sofern sich Rahmenbedin-gungen o. ä. ändern – ähnlich wie auch Änderungen des Transformationsplanes (BEW) im Bereich der Wärmenetze möglich sind.

Die Länge des Stilllegungspfades hängt u.a. ab von der Anzahl und der Art der Kunden, sowie der weiteren infrastrukturellen Bedingungen vor Ort. Wichtig ist auch im Sinne der Versorgungssicherheit, dass es den Kunden möglich ist, auf einen anderen Energieträger umzusteigen, d.h. die Stromnetze müssen entsprechend ausgebaut sein und/oder es muss ein Fernwärme-Netz vorliegen.

Gerade Industriekunden müssen ihre Anlagen entsprechend umrüsten können und benö-tigen für die technische Lösung entsprechenden zeitlichen Spielraum. Nicht unwesentlich ist die begleitende Frage nach der Finanzierung. Analog benötigen Haushaltskunden eine sozialverträgliche Alternative, um ihren Wärmebedarf zu decken.

Die Umsetzung der Wärmeplanung erfolgt durch die kommunalen Energieversorger und, in ihrer Rolle als Konzessionsnehmern, die Infrastrukturbetreiber. Ihnen obliegt es, die Strom-, Gas- oder Wärmenetze in den Zustand zu bringen, der zur Erreichung einer klima-neutralen Wärmeversorgung erforderlich ist. **Sie müssen daher auf jeder Stufe des Wär-meplanungsprozesses zwingend eingebunden werden.** Auch das Zielszenario muss mit ihnen diskutiert und gemeinsam festgelegt 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?

Eine Kündigung durch den **Netzbetreiber** ist nur möglich, soweit eine Pflicht zum Netzanschluss nach § 18 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht besteht. Perspektivisch müssen Kündigungen von Gasnetzanschlüssen durch den VNB grundsätzlich möglich sein.

Im Falle eines vorliegenden Stilllegungsplanes wären Biomethan und Wasserstoff keine Optionen mehr zur Erfüllung der Vorgaben des GEG.

Im Falle der Stilllegung von Erdgasleitungen ist es für den **Gaslieferanten** unmöglich, seine vertraglichen Lieferpflichten zu erfüllen. Hier dürfte es nicht zwingend einer Vertragskündigung bedürfen. Vielmehr dürfte der Lieferant von seinen Lieferpflichten gemäß § 275 BGB entbunden sein. Allerdings dürfte es im Sinne der Rechtsklarheit zu befürworten sein, für diesen Sonderfall ein gesetzliches Kündigungsrecht des Gaslieferanten vorzusehen, um eventuelle Schadensersatzforderungen zu vermeiden.

Im Rahmen der Grundversorgung gibt es keine Mindestvertragslaufzeit. Die Kündigungsfrist beträgt hier zwei Wochen. Im Übrigen richtet sich die Kündigungsfrist nach der vertraglichen Vereinbarung.

Als Mindestvertragslaufzeiten sind ein oder zwei Jahre üblich. Gaslieferverträge mit Industriekunden können auch längere Mindestvertragslaufzeiten enthalten.

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

Die Beteiligung und Information der Gaskunden ist wichtig für die Akzeptanz der Energiewende. Die Energieversorger setzen mit ihrer energiewirtschaftlichen Expertise Erneuerbare-Energien-Projekte um, machen die Verteilnetze fit für die Erneuerbaren und kümmern sich neben der Strom- auch um die Wärmeversorgung. Sie sind in der Region verankert und genießen das Vertrauen der Bürger.

Die Kommunikation der Stilllegungsgebiete sollte im Rahmen der KWP durch die Kommune (mit Verweis auf den VNB) erfolgen. Die KWP bietet neben dem Stilllegungsplan eine direkte Alternative Empfehlung an. Es sollte nicht Aufgabe des Netzbetreibers sein, Kunden zu alternativen Heizungstechnologien zu beraten.

Im Vorfeld einer Stilllegung könnten die aus Kundensicht wesentlichen in den Stilllegungsplänen enthaltenen Aussagen und Zeitpläne von den Kommunen öffentlich bekannt gemacht werden. Aus den Stilllegungsplänen dürfte folgen, ab wann in welchem Netzbereich mit Stilllegungen und damit - im Vorfeld - mit Anschlussverweigerungen / Netzanchlusskündigungen zu rechnen sein wird. Ggf. könnte in der Bekanntmachung darauf hingewiesen werden.

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?

Die Trennung und Stilllegung eines Anschlusses ist in vielen Fällen ausreichend.

Weiter verweisen wir auf das technische Regelwerk des DVGW, bzw. unsere Antworten zu Frage 17.

17. Wie sollten Stilllegungen von Netzanschlüssen zukünftig finanziert werden?

Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen von Leitungen sollten Netzbetreiber Rückstellungen bilden. Die hierfür erforderlichen Zuführungen sollten auf Grund der erhöhten Ungewissheit der Inanspruchnahme auch regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anerkannt werden. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass die Bildung der Rückstellungen vom Handelsrecht abhängig ist.

In § 9 Abs. 1 NDAV sollte ausdrücklich klargestellt werden, dass die Abtrennungs- und Rückbaukosten für den Netzanschluss vom Anschlussnehmer in gleicher Weise zu tragen sind, wie die erstmaligen Herstellungskosten. Da die Sparten-Rechtsverordnungen NAV und NDAV wortlautgleiche Regelungen enthalten, bietet sich an, dies in gleicher Weise auch in §9 Abs. 1 NAV so umzusetzen, auch wenn die Praxisfälle dort deutlich seltener sein werden.

- ➔ Neben Sachverhalten, die Stilllegungen oder Rückbau betreffen, sollten auch die Trennungen von Anschlüssen und Leitungen miterfasst werden. Hieraus können erhebliche Kosten resultieren.
- ➔ Hinsichtlich der Anerkennung der Kosten aus der Zuführung der Rückbaurückstellungen ist eine einheitliche Vorgehensweise der BNetzA anzustreben. In diesem Zusammenhang sollte auch erwogen werden, ob diese Kosten periodengleich als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenbestandteile zu behandeln sind.
- ➔ Grundsätzlich muss auf den Rückbau von Gasleitungen verzichtet werden, ausgenommen sind sicherheitstechnische Gründe oder bei Umnutzungsszenarien der Böden. Eine Duldungspflicht für private und öffentliche Grundeigentümer ist daher gesetzlich zu verankern.
- ➔ Eine etwaige Entschädigung für die Duldung stillgelegter Leitungen sollte, soweit notwendig, gesetzlich festgelegt und vollständig in den Netzentgelten anerkannt werden.
- ➔ Ob es zusätzlich zu einer verursachungsgerechten Kostenaufteilung auch Elemente für eine angemessene und sozialverträgliche Transformation für alle Kunden bedarf, gilt es zu prüfen.

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

Denkbar ist, dass unterstützend zu den aktuell konsultierten Regelungen in KANU 2.0 zur Bildung von Rückstellungen und der Verkürzung von Abschreibungsfristen staatliche Mittel zur Unterstützung zur Verfügung gestellt werden.

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

Wir sehen die Notwendigkeit, dass zukünftig auch Anschlussbegehren vom Biomethaneinspeiseanlagen abgelehnt, Einspeisungen befristet und bestehende Anschlüsse gekündigt werden können.

Die Kündigung von Biomethaneinspeisern sollte ggfs. an andere Bedingungen geknüpft werden, als es bei Anschlussnehmern der Fall ist.

Vgl. zudem auch unsere Antwort zu Frage 12.

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

Es muss berücksichtigt werden, dass die gesetzlichen Vorgaben zur Klimaneutralität zu unterschiedlichen Zeitpunkten erreicht werden müssen. Nach dem Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg will das Land bis 2040 Klimaneutral werden, Deutschland will 2045 klimaneutral sein und Europa 2050.

Stichleitungen zu einzelnen verbliebenen Gasnetzkunden würden hohe volkswirtschaftliche Kosten verursachen, weshalb eine Stilllegung solcher Leitungen durch den VNB ermöglicht werden sollte. Grundsätzlich sollte der VNB zeitnah die Möglichkeit erhalten, Kündigungen von Netzanschlüssen - unabhängig vom Zeithorizont 2045 - vorzunehmen. Die vorzeitige Netzstilllegung sollte zudem an den Anschlussgrad geknüpft werden.

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

Vgl. Frage 12.

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?

Die Reduzierung etwaiger Rückbauverpflichtungen auf ein Minimum ist zu begrüßen. Die Kostentragung bei Rückbau von Leitungen im öffentlichen Bereich, ist häufig in den Konzessionsverträgen verankert. Oftmals sind die Netzbetreiber dadurch zum Rückbau der bestehenden Gasinfrastruktur im Fall der Stilllegung verpflichtet. Eine Finanzierung über die Netzentgelte würde zu einer übermäßigen Belastung der Netzkunden führen.

Da Kosten und Aufwand für den „tatsächlichen“ Rückbau vergleichbar mit einem Neubau sind, werden Kommunen (und Verteilnetzbetreiber) zunächst alternative Lösungswege anstreben, wenn es wirklich darauf hinauslaufen sollte, dass Infrastrukturen nicht mehr benötigt werden. Ein Rückbau bindet wertvolle Ressourcen: Dieselben Fachkräfte und Maschinen, die dafür eingesetzt werden müssten, werden für den Ausbau der Erneuerbaren Energien dringend benötigt. Zudem bedeutet ein Rückbau zusätzliche Belastungen der AnwohnerInnen und Verkehrsstörungen und sollte daher nur in Verbindung mit anderen Baumaßnahmen (z. B. Verlegung von Wärmenetzleitungen) erfolgen. Wenn die Kommune dennoch einen Rückbau fordert, sollte sie auch die Kosten übernehmen.

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

→ Verweis auf technisches Regelwerk des DVGW

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?

Umwidmungen von Gasleitungen sind nur eingeschränkt möglich (z.B. als Leerrohre für Glasfasernetze oder durch Inlining für Wassernetze). Gasleitungen, auch stillgelegte, sind Eigentum des jeweiligen Netzbetreibers. Der jeweilige Netzbetreiber ist verantwortlich für die Nutzung, Stilllegung und Nachnutzung der jeweiligen Leitungen – auch z. B. für die Verlegung von Datenübertragungsleitungen. **Dritte sollten nicht über eine Nachnutzung entscheiden.** Zu überlegen wäre, ob Kommunen gegen eine angemessene Entschädigung an die Netzbetreiber ggfs. Netze übernehmen könnten oder müssten.

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?

Die Höhe des Anteils kann nicht sicher benannt werden, weil sich heute nicht sagen lässt, welche Investition zukünftig tatsächlich bedarfsgerecht oder sicherheitstechnisch notwendig sein wird.

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?

Eine gesetzliche Reduzierung etwaiger Investitionsverpflichtungen aus Konzessionsverträgen auf solche, die nach dem EnWG für einen bedarfsgerechten und sicheren Betrieb

notwendig sind, ist sinnvoll. Gleichzeitig sichert die Systematik der Anreizregulierung die Refinanzierung effizienter Investitionen, die beibehalten und durch weitere Vorgaben gestärkt werden sollte. Die von der BNetzA veröffentlichten Eckpunkte zur möglichen Festlegung der Abschreibungsmodalitäten im Gas (KANU 2.0) sollen darüber hinaus eine schnellere Abschreibung der Gasnetze ermöglichen. Dies wird in Abhängigkeit der kommunalen Wärmepläne eine weitere Verlässlichkeit für die Netzbetreiber im Zuge der Umsetzung des Transformationsprozesses geben. Wichtig für den VKU ist in diesem Zusammenhang eine weitgehende Flexibilität entsprechend der Vorgaben der Wärmepläne vor Ort.

Letztendlich muss den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, situativ auf die sich sukzessiv entwickelnden Gegebenheiten reagieren zu können, um, im Sinne aller Beteiligten, eine möglichst effiziente und kostenoptimale Gasnetztransformation realisieren zu können.

In der Konsequenz erfordert dies ein Höchstmaß an Flexibilität in Eigenverantwortung der Netzbetreiber bei der Ausgestaltung der Abschreibungsmodalitäten. Dies umfasst insbesondere netzbetreiberindividuelle Flexibilität hinsichtlich

- Beginn der Änderung der Abschreibungsmodalitäten
- Aggregationsebene der Anlagengüter bzw. anlagengutscharfe Betrachtung
- Abschreibungssystematik linear oder degressiv
- Nutzungsdauer und -ende
- Anwendung für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen

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

Vgl. unsere Antwort zu Frage 25.

Konzessionsverträge

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

Konzessionen laufen kontinuierlich aus. Sicher ist, dass alle Konzessionsverträge bis 2045 mindestens einmal auslaufen werden. Wir sehen jedoch einen Schwerpunkt zwischen 2030 und 2035.

Für alle neu abzuschließenden Konzessionsverträgen sollte per Gesetz vorgegeben werden, dass der Rückbau von Gasnetzen auszuschließen bzw. an bestimmten, eng definierte Bedingungen (z.B. Sicherheitsaspekte) geknüpft ist. Pauschale Rückbauverpflichtungen sind auszuschließen.

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?

Angesichts des ungenügenden aktuellen Regulierungsrahmens, der den notwendigen Transformationsprozess der Gasnetze nicht hinreichend berücksichtigt, sowie derzeit weiterhin weitestgehend uneingeschränkt bestehender gesetzlicher Netzanschlusspflichten und künftig ggf. nicht refinanzierbarer Stilllegungs- bzw. Rückbaukosten, bestehen erhebliche rechtliche und insbesondere wirtschaftliche Unsicherheiten für Gasnetzbetreiber. Für die Bewerbung auf eine neue Konzession, werden zunehmend höhere Maßstäbe gelegt. Dabei spielt der Anteil an größeren Prozessgaskunden eine wesentliche Rolle. Insofern ist aktuell unklar, ob sich nach Auslaufen einer Gaskonzession überhaupt noch ein Unternehmen um eine Gaskonzession (erneut) bewerben möchte, was Folgeprobleme ganz eigener Art bedeutete. Zusätzliche, restriktive Rahmenbedingungen können zu einem Rückgang der Bewerber um Gaskonzessionen führen. Klar ist: Jede Bewerbung auf eine Gaskonzession ist eine Einzelfallentscheidung.

- ➔ Unter diesen Rahmenbedingungen sollte über eine Anpassung der Konzessionsvergaberegeln in § 46 EnWG nachgedacht werden, da während des Transformationszeitraumes ein Wettbewerb um die Netze nicht zu einem gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsgewinn, insbesondere nicht für die Verbraucher, beiträgt. Die Möglichkeit einer einfachen Verlängerung der Konzessionen würde die Transformation erleichtern. Wettbewerb um die Netze könnte dann wieder entstehen, wenn die Wasserstoffinfrastruktur relevant wird.

Heute für zwanzig Jahre abgeschlossene Verträge müssen die Transformationsperspektive zwingend aufnehmen, bestehende müssen sie aber auch berücksichtigen. Eine denkbare Verkürzung der Laufzeit der Konzessionsverträge halten wir für nicht sinnvoll, da es einerseits ggf. zu Abschöpfungseffekten kommen kann und die Kommune für einen möglichen Ausstieg in 2045 eine kürzere Vorlaufzeit hat.

Relevant wird auch, dass der Abschluss von Konzessionsverträgen ggf. immer unattraktiver wird, die Gemeinde aber auch ohne BewerberInnen eine Möglichkeit braucht, rechtskonform ihrer Daseinsvorsorgeaufgabe, bspw. durch Vergabe der Netzbetreiberrolle über einen Dienstleistervertrag, nachzukommen.

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

Eine Zusammenlegung von Netzgebieten könnte ggf. sowohl die Transformation als auch die Stilllegung von Gasnetzen insbesondere im ländlichen Raum vereinfachen. Dies hängt von den Gegebenheiten vor Ort ab.

Solange allerdings für die Gasnetzkonzessionierung § 46 EnWG in der derzeitigen Ausprägung angewandt wird, gibt es keine Möglichkeit, entsprechende Lösungen rechtssicher durchzuführen. Deswegen ist es notwendig, in diesem Bereich von dem Konzept des Wettbewerbs um das Netz abzuweichen, um angemessene Lösungen zu ermöglichen.

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?

Die Dauer der Verpflichtung zum Weiterbetrieb der Netze durch den Altkonzessionär ist von elementarer Bedeutung. Ein Bestandskonzessionär sollte nicht zum Weiterbetrieb verpflichtet werden können. Hierbei ist individuell zu berücksichtigen, wann diese Verpflichtung erfolgt und wie z. B. der Anschlussgrad ist. Der Weiterbetrieb muss zu wirtschaftlich auskömmlichen Konditionen möglich sein. Ansonsten muss der VNB eine entsprechende Entschädigung erhalten. Denn auch eine mögliche Verpflichtung für den Weiterbetrieb ändert nichts an der Tatsache, dass kleine Konzessionen ohne z.B. nennenswerte Wasserstoffkunden uninteressant für den Konzessionswettbewerb werden können.

Nach Ablauf der Übergangsfrist muss sichergestellt sein, dass der VNB nicht nochmals verpflichtet werden kann. Entweder muss die Kommune das Netz übernehmen oder dieses muss stillgelegt werden.

Es sind frühzeitig Maßnahmen zu ergreifen, wenn absehbar ist, dass es keine Bewerber um eine Konzession gibt bzw. wenn der Bestandskonzessionär zum Weiterbetrieb verpflichtet wird.

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?

Jegliche Lösung, die hier gefunden wird, darf den sozialen Frieden nicht gefährden.

Hier dürfte es wesentlich darauf ankommen, ob sich die Annahme des Gebäudeeigentümers auf den kommunalen Wärmeplan oder auf verbindliche Fahrpläne des Gasnetzbetreibers stützt oder er diese Annahme einfach auf Grundlage eigener Überlegungen getroffen hat. Vermutlich ist hier eher letzter Fall gemeint. Grundsätzlich empfiehlt es sich

für den Gebäudeeigentümer, solche Entscheidungen nur im Einklang mit den Planungen der VNB zu treffen. So sind Schadensersatzforderungen zu vermeiden. Lässt der Gebäudeeigentümer eine Heizungsanlage einbauen, deren Betrieb das Vorhandensein eines Gasnetzanschlusses erfordert, hat er die Heizungsanlage auf eigenes Risiko eingebaut, wenn das „Schicksal der Gasversorgung“ zum Zeitpunkt des Einbaus noch nicht final feststand.

Sonstiges

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