

>STELLUNGNAHME

zur Marktkonsultation der BNetzA zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

Berlin, 03.09.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 275.000 Beschäftigten wurden 2018 Umsatzerlöse von rund 119 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 12 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 90 Prozent, Wärme 74 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitbandausbau. 190 Unternehmen investieren pro Jahr über 450 Mio. EUR. Sie steigern jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent. Beim Breitbandausbau setzen 93 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude.

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

Kernbotschaften des VKU

Vor dem Hintergrund der im Juni bzw. Juli 2020 vorgelegten Nationalen sowie der Europäischen Wasserstoffstrategien ist es notwendig, zeitnah die erforderlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Aufbaus und der Integration von Wasserstoffnetzen einschließlich des technischen Transportes zu diskutieren und zu verankern, um damit eine zügige und planbare Umsetzung sicherzustellen.

Die Nationale Wasserstoffstrategie setzt starke industriepolitische Akzente. Themen, die kommunale Energieversorgungsunternehmen betreffen (Wärme, Infrastruktur, dezentrale Erzeugung), müssen unter dem Gesichtspunkt der Herstellung angemessener Rahmenbedingungen im Bereich Wasserstoff und seiner energiewirtschaftlichen Einbindung deutlich mehr Gewicht eingeräumt werden. Dies reicht von der Identifizierung von Anwendungsfällen, die potentiell skalierbar sind, bis zur konkreten Förderung entsprechender Anwendungen.

Ein Markthochlauf für Wasserstoff wird neben der notwendigen Förderung von Verbindungsleitungen (bspw. zwischen industriellen Partnern, Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und kommunalen Energieversorgungsunternehmen) in wesentlichem Umfang in und über die Verteilnetze stattfinden (bspw. durch Energiekonzepte der Kommunen).

Die Umsetzung der Wasserstoffstrategien sollte zeitlich und inhaltlich in verschiedenen Dimensionen erfolgen:

- **Unmittelbare** Förderung konkreter Einzelprojekte/Piloten und ihrer netzstrukturellen Einbindung;
- **Zeitnahe** Erarbeitung des technischen/regulatorischen/wirtschaftlichen Rahmens und Integration in die bestehenden Energieversorgungsstrukturen;
- **Mittelfristig** koordinierter Infrastrukturplanung mit stärkerer Beteiligung der VNB.

Eine umfassende Nutzung der Wasserstoffpotenziale benötigt zunächst konkrete Einzelprojekte (Szenario 1 der BNetzA). Diese können schnell umgesetzt werden und als Leuchttürme Anreize für einen Markthochlauf setzen. Pilotprojekte werden sich in der Regel auf einzelne Leitungen zwischen Großerzeugern und Großverbrauchern fokussieren, so dass limitierende technische Bedingungen (z.B. Beimischungsquoten) nicht bestehen. Der Regulierungsrahmen, insbesondere § 25a ARegV, ist für Pilotprojekte nicht geeignet, da zu unflexibel. Vielmehr sollten für den genannten Anwendungsfall Förderinstrumente eingesetzt werden.

Die derzeitigen Regelwerke (technisch und regulatorisch) sollten dementsprechend sukzessive weiterentwickelt werden. Die bereits begonnenen Anpassungen des technischen Rahmens für höhere Wasserstoffeinspeisungen sind mit zeitlicher Priorität fortzusetzen.

Eine stufenweise Anhebung der Wasserstoffbeimischung ist unumgänglich. Der Gasabsatz hängt im Wesentlichen an den Verteilnetzen (größer 80%). Die Kundenstruktur in den Verteilnetzen ist dabei sehr heterogen, neben Wärmekunden hängen auch (große) Industriekunden am Verteilnetz, sowie eine Vielzahl an mittelständischen Unternehmen

und Gewerbekunden. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) kennen die industriellen Kunden in ihrem jeweiligen Verteilnetz und können auf die Kundenanforderungen (beigemischtes Erdgas oder später reinen Wasserstoff) über die schon vorhandenen Leitungen versorgungsseitig eingehen. In dieser Umgebung bekommt das Szenario 1 der Bundesnetzagentur "Inselnetz" hohe Relevanz bekommen.

Der regulatorische Rahmen - auch unter Berücksichtigung der Regelungen für Biogas – ist für Wasserstoffnetze nicht ausreichend. Die Änderungen bei Definitionen (Gas statt Erdgas) sind zwar erste Schritte, hinzukommen müssen aber wasserstoffspezifische Regelungen. Die bestehende Technologiebindung (Wasserstoff aus Elektrolyse mit überwiegend erneuerbarem Strom) sollte mit Blick auf einen sukzessiven Hochlauf der Technologie überprüft und angepasst werden.

Die Kostenfrage bleibt ein wesentlicher Hemmschuh für Wasserstoffprojekte. Eine grundsätzliche Integration in das System der Anreizregulierung ist ein möglicher Weg, wenn notwendige Anpassungen und Detailregelungen folgen. Um eine erste Wesentlichkeitsschwelle zu erreichen und einen langsamen Hochlauf zu vermeiden, muss über Anreize bei der regulatorischen Anerkennung von Kosten nachgedacht werden. Das kann über regulatorische Werkzeuge ohne Anwendung von Effizienzpfaden sichergestellt werden.

Da die Wirtschaftlichkeit bisher in allen Fällen problematisch ist, sind alle Fördermöglichkeiten im Bereich der Capex-Förderung, ergänzender Opex-Förderung, Förderung von H₂-Readiness, Abschaffung der EEG-Umlage für H₂-Anwendungen und der Leitungsinfrastrukturförderung zu berücksichtigen. Insoweit sind Förderrahmen und -mittel und klare regulatorische Rahmenbedingungen notwendig.

Wasserstoffnetze sollen im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung in den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas integriert werden; erste Ansätze enthält der Entwurf des NEP 2020-2030. Ein potentieller, gemeinsamer Erdgas- und Wasserstoff-NEP muss unter Berücksichtigung der Verteilnetze modelliert werden, so dass eine aktive Mitgestaltung der VNB sichergestellt ist. Die Maßnahmen des NEP Gas sollten zudem mit H₂-readiness als Genehmigungsvoraussetzung versehen sein.

Abschließend weisen wir auch im Zusammenhang mit der Nutzung und regulatorischen Einbindung von Wasserstoff- und Wasserstoffnetzen darauf hin, dass das ambitionierte Ziel der Dekarbonisierung bis 2050 ohne eine Einbeziehung des Wärmesektors nicht erreichbar sein wird. Weitere Maßnahmen (bspw. Gebäudesanierung) und alternative Wärmekonzepte (bspw. Wärmepumpen) werden zwar wichtige Bestandteile sein, jedoch das zukünftige Energiesystem lediglich flankieren und im Hinblick auf den jüngeren Gebäudebestand und den Neubau wirken.

Der VKU nimmt im Folgenden zu ausgewählten Aspekten des Fragebogens Stellung:

1 Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

1. Halten Sie es für wahrscheinlicher, dass sich ein reines Wasserstoffnetz entwickelt und damit parallel zum bestehenden Gasnetz existiert oder ist es wahrscheinlicher, dass vermehrt Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt wird? Wie schätzen Sie dies für den Zeitraum bis 2030, bis 2040 und bis 2050 ein?

Die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft wird aus unserer Sicht ein zentrales Element der Energiewende werden. Das heute eingesetzte Erdgas wird bis zum Jahr 2050 vollständig ersetzt. Um diesen Weg erfolgreich beschreiten zu können, wird es notwendig sein, auf die unterschiedlichen Veränderungsgeschwindigkeiten der Verbraucher Rücksicht zu nehmen. Während einige Verbraucher nahezu von heute auf morgen auf Wasserstoff umstellen, soweit die Voraussetzungen hierfür gegeben sind, werden andere (z.B. im privaten Sektor, wo eine hohe Diversität an Gasanwendungen besteht) nur auf der Zeitachse umzustellen sein. Diese unterschiedlichen Veränderungsgeschwindigkeiten machen es zwingend erforderlich, dass auf der einen Seite reine Wasserstoffnetze entstehen, auf der anderen Seite aber der Wasserstoffanteil in den bisherigen Erdgasnetzen nach oben verändert wird. Dies gilt für die VNB- sowie die FNB-Ebene. Zugleich sind auf Erzeugungsseite die unterschiedlichsten Akteure zu berücksichtigen, sowohl an Neustandorten als auch an Bestandsstandorten. Zu letzteren gehören z. B. die thermischen Abfallbehandlungsanlagen; diese Anlagen können beim Aufbau der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft eine bedeutende Rolle spielen, gerade auch in einer Phase vermehrter Beimischung in Bestandsnetze.

Ein Wasserstoffnetz auf FNB-Ebene („back-bone“) ist zwingend notwendig. Gründe hierfür sind:

- Nur so sind die Kavernenspeicher als notwendiges Pufferelement für die Wasserstoffherzeugung aus nicht bedarfsgerecht bereitgestelltem EE-Strom erreichbar (s. auch Antwort zu Frage 2.2).
- Die Geschäftsmodelle entlang der Wertschöpfungsketten müssen für alle Beteiligten funktionieren.
 - Abgehend von diesem „Wasserstoff-backbone“ werden Industriestandorte versorgt bzw. über lokale Pipelines erreichbar.
 - Die Beimischung in die VNB Ebene kann nur an den Einspeiseanlagen in die nachgelagerten Netze über Mischanlagen mit entsprechender Qualität und Sicherheit erfolgen.

Die vermehrte Beimischung wird in der Fläche einen wichtigen Umsetzungspfad darstellen. Dies kann den kapitalintensiven Aufbau paralleler Wasserstoffnetze vermeiden und die vorhandene Gasinfrastruktur weiter nutzbar machen. In besonderen Regionen (z.B. mit großen Quellen oder großem Bedarf wie Industrieparks etc.) werden auch separate Netze (vor allem zu frühen Zeitpunkten) eine geeignete Lösung sein.

Wir gehen von sich **parallel entwickelnden Strukturen**/einem Stufenszenario aus:

- bis 2030:
 - vermehrt Einspeisung von H₂ ins Erdgasnetz, Anteil in Summe voraussichtlich zwischen 10 und 20% H₂, davon rd. 95% für Industrie über FNB, ggf. auch virtual blending
 - zeitnahe Umstellung ausgewählter Transportleitungen im Rahmen von Pilotprojekten auf 100% Wasserstoff
 - Verteilnetze: Mix aus reinen Wasserstoffnetzen (v.a. bei VNB mit regionalem Transportcharakter) und Erdgasnetzen mit Wasserstoff-Beimischungsquote.
- bis 2040:
 - weitere Einspeisung von H₂ und Entwicklung einzelner H₂-Netze, Anteil in Summe bis zu 50% H₂, davon rund 70-80% für Industrie über FNB
 - Umstellung weiterer Transportleitungen auf 100% H₂ sowie Neubau einzelner Wasserstoffleitungen/Beginn paralleler H₂-Netzausbau
 - Verteilnetze: punktuelle Anbindungen einzelner Abnehmer und Einspeiser, was ggf. zu einer Zunahme des Direktleitungsbaus führen kann.
 - H₂-Beimischung: max. 20% in bestehende VNB-Netze, sind in Einzelfällen mehr als 20% Wasserstoff notwendig, ist die Umstellung auf 100%-Wasserstoff zu prüfen.
- bis 2050:
 - noch mehr Einspeisung in das Gasnetz und europäisches H₂-Netz, Anteil in Summe <90% H₂, davon rund 60% für Industrie/vollständige Umstellung
 - Nord-Süd Verbindungen im Transportnetz mit 100% Wasserstoffleitungen
 - Paralleler H₂-Netzausbau
 - Sukzessiv erfolgt flächendeckende Beimischung im Verteilnetz
 - Zunehmend viele reine Wasserstoffleitungen im Verteilnetz, ein räumlicher Parallelbetrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen („zwei Leitungen in einer Straße“) ist für Verteilnetze nur in seltenen Ausnahmefällen wirtschaftlich darstellbar aufgrund der hohen Netzkosten pro Meter Leitungslänge und pro transportierter Energiemenge.

Weitere Hinweise:

Die Beimischungsquote muss eine konstante Gasqualität gewährleisten und auf EU-Ebene harmonisiert werden.

Grundsätzlich sollten bestehende Systeme auf H₂ umgewidmet werden, wie bspw. bei den FNB geplant, für Lückenschlüsse oder Pilotprojekte sollen neue Leitungen gebaut werden.

2. Halten Sie eine Erhöhung der Beimischungsquoten für sinnvoll? Wenn ja, bis zu welcher Höhe? Was spricht aus Ihrer Sicht für oder gegen eine Erhöhung?

Die Umstellung einzelner Leitungen und Inselnetze sowie die H₂-Beimischung sind erste wichtige Schritte, um die Transformation der Gasinfrastruktur auf 100% klimaneutrale Gase (Biomethan, SNG, H₂) bis 2050 voranzutreiben.

Die Erhöhung der Beimischung ist sinnvoll, da selbst bei geringen Einspeisemengen das Klimaschutzpotential aufgrund der absoluten Mengen sehr hoch ist.

Sie sollte von derzeit 2% bis max. 10% auf 20% angehoben werden. Dies ist gemäß technischen Untersuchungen (DBI, DVGW et al.) mit vertretbarem (geringem) Aufwand umsetzbar.

Außerdem gewährleistet dies die Netzintegration von dezentralen H₂-Erzeugern. Für alle Verbraucher wird zumindest ein diskutabler Anteil an H₂ als beigemischt (bevorzugt „dekarbonisiertes“) Gas sichergestellt. Die vorhandenen Wärmeanwendungen können voraussichtlich mit einem Wasserstoffgehalt von 20% arbeiten und die vorhandenen Netzkapazitäten können das erhöhte Volumen im Sinne einer sicheren Versorgung transportieren.

Bei höheren Raten müssen wahrscheinlich Bauteile (Brenner, Rohrleitungen, Regler, Zähler, Schieber, etc.) gewechselt werden, was mit Anpassung der Asset Strategie in einem Zeitrahmen von 20 bis 30 Jahren realisiert werden könnte. Je nach Anlagentyp sind im Einzelfall bei entsprechenden ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen auch frühere Zeithorizonte möglich.

Die Beimischungsquote wird durch die Anwendungsgeräte und Gasspeicher technologisch limitiert. Ihr Maximum ist erreicht, wenn eine große Anzahl von Anwendungsgeräten nicht mehr angepasst werden kann und ausgetauscht werden muss. Die Erhöhung der Beimischung muss also in **Abstimmung mit den Verbrauchern und den technischen Regelwerken/den Netzbetreibern** erfolgen.

Für Anlagen, die nur sehr geringe Mengen an Wasserstoff vertragen (z.B. Erdgastankstelle mit 2%: diese begrenzen in erster Linie die H₂-Beimischung ins Verteilnetz; Turbinen mit ~5%), stehen zukünftig technische Hilfsmittel wie beispielsweise die Membrantechnik zur Verfügung. Bei Erdgastankstellen sind ggf. neue Standards für Druckbehälter einzuführen und zu fördern. Eine Idee könnte sein, die notwendige Umrüstung von Erdgasfahrzeugen auf höhere H₂-Readiness i.R. der Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie zu fördern.

Eine vorgegebene Zielvorgabe, bis wann wie viel Beimischung umzusetzen ist, ist auf Bundesebene festzulegen. Dies muss jedoch langsam und mit Bedacht erfolgen, da jedes Netz unterschiedlich aufgebaut ist und unterschiedliche Kunden bedienen muss.

3. Sollen zusätzliche Regelungen, etwa zum Schutz von sensiblen Verbrauchern, eingeführt werden, wenn es zu höheren Beimischungsquoten kommt? Wenn ja, welche?

Eine Schlüsselrolle für die Umstellung eines Netzes von Erdgas auf Wasserstoff spielt die Umstellung der Verbrauchsgeräte. Letztverbraucher sind insoweit grundsätzlich schutzbedürftig, wie diese im Vertrauen auf eine bestimmte Gasversorgung langfristige Investitionen getroffen haben (bspw. Investitionen in Heizungssysteme).

Bei der Umstellung ist auf die Kundenbedürfnisse Rücksicht zu nehmen. VNB haben über die Bedürfnisse sensible Verbraucher gute Kenntnis. Die Rücksichtnahme darf aber nicht dazu führen, dass die Umstellung auf reinen Wasserstoff unterbleibt, um die Energiewende nicht zu verzögern. Vielmehr müssen Lösungen für die Probleme dieser Kunden gefunden werden. Hierfür ist im Einzelfall zu prüfen, ob besser finanzielle Anreize

zur Umstellung der Kunden gesetzt werden sollen, als in separaten zusätzlichen Leitungsbau zu investieren.

Es gibt mit der Membrantechnik nun auch die Möglichkeiten der Abspaltung von Wasserstoff aus dem Gasgemisch. Diese Technik kann sowohl zum Schutz von sensiblen Verbrauchern als auch für die Belieferung von Wasserstofftankstellen aus dem Verteilnetz genutzt werden, auch wenn der Wasserstoffgehalt im Netz z.B. nur 20% beträgt.

Zu bedenken ist auch, dass Erzeuger von Wasserstoff Planungssicherheit für ihren Business-case brauchen. Netzbetreiber und Großspeicherbetreiber haben dafür die Aufgabe, die notwendigen Infrastrukturen bereitzustellen, damit verträgliche Beimischungsquoten möglich sind.

4. Halten Sie die bestehenden Regelungen für die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz (z.B. die Analogie zu Biogas) für ausreichend und sinnvoll oder bedarf es einer Neuregelung? Welche Regelungen sollten angepasst werden und wie? Muss das technische Regelwerk angepasst werden?

Die bestehenden Regelungen sind nicht ausreichend. Es bedarf einer **Weiterentwicklung**. Es sind wasserstoffspezifische Regelungen zu formulieren, in denen die Interessen aller an der Wasserstoffeinspeisung und -vermarktung beteiligten Akteure berücksichtigt werden und die Risiken für die jeweiligen Geschäftsmodelle ausgewogen verteilt sind.

Die bisherige Technologiebindung/„Farbenlehre“ (Einstufungssystematik von H₂ in unterschiedliche Kategorien, je nach „Klimarelevanz“) für eingespeisten Wasserstoff (Wasserstoff aus Elektrolyse mit überwiegend erneuerbarem Strom) muss aufgehoben werden und stattdessen der Transport und die Speicherung von Wasserstoff, unabhängig von der Art seiner Erzeugung, erlaubt werden. So müssten beispielsweise auch Produktionswege wie die Pyrolyse oder die Dampfreformierung einbezogen werden. Auch der mit Strom aus der Abwärme der thermischen Abfallbehandlung hergestellte Wasserstoff muss als nahezu klimaneutral anerkannt werden; die fossilen Emissionen aus den Abfällen sind den Produkten zuzuordnen, nicht den Abfällen. Dazu bedarf es der Streichung der Technologiebindung aus der Gasdefinition des EnWG. Weitere Ansätze liefert der gemeinsame Verbändevorschlag (FNB Gas, BDI, BDEW, VIK und DIHK) zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze („Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“, April 2020).

In Erdgasnetze eingespeistes Biogas ist Austauschgas. Für erneuerbaren Wasserstoff gilt dies nur bei Einspeisung in Wasserstoffnetze. Die Analogie von erneuerbarem Wasserstoff zu Biogas gem. **EnWG § 3 Nr. 10c** ist bei Einspeisung in Erdgasnetze nicht gegeben, da Wasserstoff hier Zusatzgas ist. Es sollte eine eigenständige Definition von klimaneutralen (grünen, CO₂-freien) Gasen im EnWG geben. Gemäß DVGW-Arbeitsblatt G260 können „Zusatzgase ... dem Grundgas in begrenzter Menge ... zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes.“

Bei einer festen H₂-Beimischungsquote (bspw. zukünftig 20%) können Beimischungen auf verschiedenen Netzebenen zu Konflikten führen. Regelungen zur Sicherung der

Wasserstoffeinspeisekapazitäten sind erforderlich, wenn zu vorhandenen Einspeisungen weitere hinzukommen. Speziell betrifft dies die Wasserstoffeinspeisung in vorgelagerte Netze. Die Definition von „Korridoren“ bei der Einspeisung ist hier sinnvoll, damit auf allen Netzebenen die Möglichkeit zur Einspeisung besteht und somit alle Potentiale gehoben werden (s. auch Antwort auf Frage 5.1).

Die derzeit bestehenden Regelungen für Biogas der **GasNZV** sind nicht anwendbar, da eine vorrangige Einspeisung in das Erdgasnetz technologisch nicht möglich ist. § 36 GasNZV ist zu präzisieren, da die dort erwähnte Pflicht, die Forderungen der G260 bzw. G262 zu erfüllen, die Aufbereitung von Wasserstoff auf Erdgasqualität impliziert. Es sollte daher eine Anpassung der GasNZV bei den Qualitätsanforderungen für Biomethan/Wasserstoff/SNG und die Berücksichtigung der aktuellen DVGW-Arbeitsblätter erfolgen.

Das **technische Regelwerk** muss angepasst werden, da die Prozessabläufe der VNB und FNB sich am Stand der Technik orientieren. Dabei soll sich das zukünftige Regelwerk soweit wie möglich an Vorhandenes anlehnen und nur die notwendigen Abweichungen gesondert regeln. Aufgrund des länderübergreifenden Transports müssen diese Anpassungen europaweit über die Verbände abgestimmt und umgesetzt werden. Wir begrüßen es, dass technische Regelwerke des DVGW bereits heute auf eine Zielgröße von bis zu 20 Vol. % Wasserstoff bis 2030 angepasst werden.

2 Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft

1. Welche der folgenden Infrastrukturszenarien halten Sie für denkbar bzw. in der Zukunft für realistisch, und in welchem Zeitraum? Bitte begründen Sie Ihre Antwort nach Möglichkeit anhand von konkreten Daten/Zahlen. Berücksichtigen Sie bei Ihrer Begründung auch die folgenden Fragen: Was sind die einzelnen Treiber für den zukünftigen Wasserstoffbedarf und die Wasserstofferzeugung? Welcher Bedarf an Erdgas wird in welchen Sektoren weiterhin bestehen? Wird nach Ihrer Ansicht die Wasserstoffnachfrage gegenüber dem Wasserstoffangebot dominieren, oder anders herum, und wie sollte dies verzahnt werden, auch mit dem Aufwuchs der Infrastruktur?

Szenario I: Lokale Inselnetze, Verbrauch und Erzeugung von Wasserstoff aufgrund lokaler Agglomeration von regionalen Bedarfen.

Szenario II: Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen verbinden verschiedene lokale Inselnetze oder Wasserstoffproduktionsstandorte, bzw. ermöglichen Importe von Wasserstoff aus dem Ausland.

Szenario III: engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen verbinden flächendeckende Verteilernetze aufgrund der hohen Zunahme des Wasserstoffverbrauchs in unterschiedlichen Sektoren, wie z.B. im Verkehrssektor.

Aus Sicht des VKU sind alle Szenarien zu unterschiedlichen Zeitpunkten (abhängig von der sukzessiven Umstellung auf Wasserstoff) realistisch. Die Szenarien können als Abfolge gesehen werden.

Das Szenario I wird vermutlich lokal in einer Frühphase zwischen 2020 und 2030 auftreten (wenn wir uns bereits heute nicht schon in Szenario I befinden), und bereits in dieser Phase ist dann auch eine umfassende Förderung z.B. bei Einbindungsleitungen erforderlich.

Im Wärmemarkt wird Erdgas auch nach 2030/2040 weiterhin vertreten sein, so dass eine H₂-Beimischung ab sofort verfolgt werden muss, damit Gasverteilnetze schrittweise von jetzt an zielgerichtet dekarbonisiert, „grüner“ werden und einen zunehmend hohen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten können. Die Festlegung einer nationalen Grüngasquote unterstützt den Markt- und Technologiehochlauf für H₂.

Das Szenario III beschreibt eher die Situation um 2050.

Szenario I:

- Hier ist grundsätzlich der hohe technische und wirtschaftliche Aufwand für die saisonale Speicherung zu berücksichtigen.
- Grundsätzlich ab sofort und bis 2025/30
- Industrie und Verkehr werden bereits erste Einsatzzwecke für Wasserstoff aus Gründen der Dekarbonisierung und somit eine Nachfrage entwickeln. Gleichzeitig befinden sich jedoch öffentliche Wasserstoffnetze, vor allem auf der Transportnetzebene noch in einer Pilotphase. Es werden somit lokale Inselnetze entstehen, die keine Netze der öffentlichen Versorgung sind.
- Neben den Sektoren Industrie und Verkehr ist auch der Wärmemarkt ein Treiber, wobei im Wärmemarkt durch den bestehenden Wettbewerb das Anlegbarkeitsprinzip Schlüssel für einen Markthochlauf grüner Gase ist und diese entsprechend gefördert werden müssen.
- In Verteilnetzen gibt es in diesem Zeitraum voraussichtlich weit überwiegend „nur“ die Beimischung. Es ist aber damit zu rechnen, dass es in Einzelfällen auch reine Wasserstoffnetze in der Verteilung geben wird.

Szenario II:

- 2025/30 bis 2035/40
- Sobald erste Pilotvorhaben auf der Transportnetzebene erfolgreich getestet wurden, wird die Verbindung zwischen einzelnen Inselnetzen bzw. der Wasserstoffproduktionsstandorte realistischer. Es werden weitere Umwandlungen oder der Neubau von Transportinfrastruktur erfolgen.

Szenario III:

- Start im Zeitraum 2030-2040 und erst, wenn ausreichend H₂ verfügbar ist, langfristig als „Nachnutzung“ des vorhandenen Erdgasnetzes,
- Dieses Szenario setzt die zwingend gebotene Einbeziehung des Wärmemarktes voraus.
- Die Zunahme der Wasserstofftransportkapazitäten wird ab spätestens 2040 auch dazu führen, dass der Druck auf die Verteilnetze steigt. Treiber wird hier eine steigende Nachfrage sein.
- Eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff halten wir zu diesem Zeitpunkt jedoch nicht für realistisch, da gerade im Endkundenbereich alle Erdgasanwendungen und die dazugehörigen Endgeräte aus- bzw. umgebaut werden müssten. Dieser technische

Umbau ist bzgl. des Ablaufes vergleichbar mit der derzeit laufenden Marktraumumstellung, jedoch noch umfangreicher.

- **Hinweis:** Der politische Gestaltungswille ist vorausgesetzt, sowie auch die weitere Nutzung des Gasnetzes (mit dekarbonisiertem Gas)

Es ist nicht abzusehen, ob alle wasserstoffseitigen Probleme mit Endverbrauchern gelöst werden. Auf der Zeitachse gesehen ist daher ein SubszENARIO, in dem reine Inselnetze mit Erdgas betrieben werden, nicht unwahrscheinlich bis temporäre Probleme gelöst werden.

Für klimafreundlichen Wasserstoff gibt es derzeit keine nennenswerte flächendeckende Nachfrage. Aus politisch-gesellschaftlicher Verantwortung heraus haben zwar viele kommunale Unternehmen der Daseinsvorsorge Beschaffungsprozesse für Brennstoffzellenfahrzeuge eingeleitet oder in Vorbereitung, doch auch dies kann nur ein Beginn sein. Daher ist ein System zur Schaffung eines Marktes z. B. durch CO₂-Besteuerung essentiell, denn Treiber für Wasserstoffbedarf und -erzeugung sind politische Vorgaben und finanzielle Zwänge. Ein Bündel von Maßnahmen zur Schaffung eines Marktes ist notwendig. Hierzu gehören z.B. auch diese Marktkonsultationen. Entscheidend sind jedoch im Wesentlichen die Abschaffung der rechtlichen Hemmnisse, eine Bepreisung der klimarelevanten Auswirkungen, die Förderung zum Hochlaufen der Wasserstoffwirtschaft sowie die politische und finanzielle Unterstützung zur Clusterbildung wie der KOMPETENZREGION WASSERSTOFF Düssel.Rhein.Wupper.

Die Frage, ob eher die **Nachfrage oder aber das Angebot** zukünftig führend sein wird, hängt unter anderem von der technologischen Entwicklung ab. Geht man von einem Szenario aus, dass z.B. eine der beiden Nordstream-Pipelines per Dampfreformierung in Russland schlagartig auf Wasserstoff umgestellt würden, würde das Angebot die Entwicklung treiben. Ansonsten beobachten wir eine Situation, dass z.B. im öffentlichen Nahverkehr eine Nachfrage nach Wasserstoffantrieben entsteht, die aber auf einen technisch nicht liquiden Markt stößt.

Da die Lastgänge von Erzeugung und Verbrauch nicht deckungsgleich sind, ist der Zugang zu Langzeitspeichern mit großer Kapazität und Reichweite zwingend notwendig, um Planungssicherheit für die beteiligten Akteure zu schaffen. Wasserstoff muss in ausreichender Menge und ohne zeitliche Einschränkungen verfügbar sein, damit bspw. industrielle Gasanwendungen technologisch auf Wasserstoff umgestellt werden können. An diesen Geschäftsmodellen und der zugehörigen Infrastruktur entlang entwickeln sich dann später die gewerblichen Gasanwendungen über alle Bereiche, die mit Wasserstoff betrieben werden können.

Die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas in Verteilnetzen unterstützt diesen Prozess des Marktaufbaus und zwischen Erzeuger, Transporteur und Verbraucher.

Es darf in den Szenarien **keine Einengung auf die Bereiche Verkehr und Industrie** geben. Auch der **Wärmemarkt** muss mit gleicher Priorität berücksichtigt werden. Höhere Beimischung von H₂ z.B. für Industrie, führt v.a. im Verteilnetz auch zu höheren Beimischung für Endkunden.

2. Welche Aufgabe wird Ihrer Ansicht nach beim reinen Wasserstofftransport den Transport- bzw. Fernleitungen zukommen und welche den Verteilnetzen? Wird es Ihrer Ansicht nach auch reine Wasserstoffleitungen auf Verteilernetzebene geben?

Netzbetreiber (unabhängig vom Status FNB oder VNB) werden bis 2030 H₂-Netze getrennt vom Erdgasnetz aufbauen und betreiben (sog. Startnetz).

Außer der Aufgabe Wasserstoff über größere Entfernungen zu transportieren, bieten **Transport- bzw. Fernleitungen** den Zugang zu großen Gasspeichern und damit die Möglichkeit der saisonalen Speicherung zu vertretbaren Kosten. Ihnen wird die Aufgabe zukommen, Erzeugungs- und Verbrauchszentren für Wasserstoff sowie einzelne Inselnetze miteinander zu verbinden. Bereits bei Umstellung der industriellen H₂-Nutzung von fossilem (grauen) Wasserstoff auf dekarbonisierten (blauen/grünen) Wasserstoff sind die nationalen onshore-Kapazitäten weder flächenmäßig, mengenmäßig noch wirtschaftlich ausreichend. Den Transportnetzen kommt es zu, den günstiger und in ausreichenden Mengen offshore erzeugbaren (blauen/grünen) H₂ zu den Verbrauchszentren erstmal anzutransportieren.

Verteilnetze haben die Aufgabe der örtlichen Verteilung. Aufgrund der Vielzahl an VNB mit überregionalem Charakter, die druckstufengleiche und z.T. FNB-ähnliche Leitungssysteme betreiben, werden VNB-Systeme ebenfalls für den reinen H₂-Transport genutzt werden. Insbesondere zur Verknüpfung der überregionalen H₂-Transportachsen der FNB mit lokalen H₂-Erzeugungsanlagen sowie lokalen H₂-Bedarfen (z.B. Wärme, Industrie und Verkehr in Ballungszentren) werden regionale VNB-Systeme für die „letzte Meile“ eine Bedeutung haben. Im Wärmemarkt erfolgt die Belieferung mit H₂ (zunächst) vorrangig als Beimischung, aber mit langfristig steigendem Anteil. Bei reinem H₂-Bedarf von am Verteilnetz angeschlossenen Industriekunden, bspw. zur stofflichen Nutzung, ist fallweise auch eine reine H₂-Leistungsversorgung auf Verteilernetzebene möglich, die dazu am o.a. vorgelagerten H₂-Transport-Netz angebunden ist, um die Mengen überhaupt liefern zu können. Dies ist ein Beispiel für den notwendigen Kooperationsrahmen zwischen FNB (Speicherbetreibern) und VNB. In diese Systeme können auch dezentrale H₂-Erzeugungsanlagen, z.B. Elektrolyseure, die elektrische Überschussleistung regionaler Windparks umwandeln, aufgenommen werden.

Die VNB müssen sich mit der Klärung und Umsetzung möglicher Beimischungsquoten und teilweise mit dem Betrieb von reinen Wasserstoffleitungen befassen. Für den Zugang zu großen Gasspeichern aus dem Verteilnetz ist die Einspeisung in vorgelagerte Fernleitungsnetze erforderlich, welche mit zusätzlicher Verdichtung verbunden ist.

Der Regulierungsrahmen muss also so ausgelegt sein, dass Erdgasnetze, wenn sie auf reine Wasserstoffnetze umgestellt werden, ohne Brüche in den neuen Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze überführt werden können. Die Regulierung von Wasserstoffnetzen und Erdgasnetzen sollte also anfangs getrennt, aber möglichst nach den gleichen Rahmenbedingungen ausgestaltet sein, um die technische Transformation des Erdgasnetzes zum Wasserstoffnetz auch regulatorisch zu ermöglichen (s. Antwort zu Frage 3.2). Entscheidend ist dabei die Berücksichtigung des Wärmemarktes bereits in der Hochlaufphase.

3. Wie schätzen Sie den grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff ein? Wird es grenzüberschreitende Wasserstoffnetze geben? Wenn ja, welche Szenarien halten Sie dabei für realistisch?

Zunächst wird der Wasserstoff lokal erzeugt werden. Sukzessive werden dann **grenzüberschreitende Transporte** den Bedarf decken, denn bezüglich des Energiebedarfes ist Deutschland ein Importland. Das wird sich auch künftig nicht ändern. Studien gehen davon aus, dass die Wasserstoffnachfrage zu mehr als 50% aus heimischer Produktion und darüber hinaus durch Importe gedeckt wird (siehe hierzu folgende Studie: „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“, FZ Jülich 2019). Für den Transport werden Pipelines und der Schiffsweg genutzt.

Auch der Aufbau von Verteilnetzen sollte grenzüberschreitend z.B. in Clustern möglich sein und sich eher an physischen Notwendigkeiten, potenziellem Angebot und potenzieller Nachfrage orientieren, weniger an Grenzen.

Mit den ersten Wasserstofftransportleitungen wird es auch **europäische Abstimmungen und eine gemeinsame Netzplanung** geben. Dies erscheint auch sinnvoll, weil beispielsweise Wasserstoff, der in den Häfen der Niederlande ankommt, in weitere Länder transportiert werden muss.

Für die Entwicklung eines grenzüberschreitenden Wasserstofftransports wird es eine Vielzahl regelsetzender Bestimmungen bedürfen, bei Normen, Sicherheitsstandards und Vorgaben für GDRM-Technik sowie bei der Umsetzung unterschiedlicher Infrastrukturen. Die Interoperabilität der Netze beim grenzüberschreitenden Transport ist zu standardisieren.

Da erfahrungsgemäß die Verwirklichung von Infrastrukturmaßnahmen lange dauert, sollte rechtzeitig damit begonnen werden, eine geeignete Wasserstoffinfrastruktur (Speicher, Pipelines, Anlandeterminals) zu entwerfen und zu planen.

4. Welche Akteure werden Ihrer Ansicht nach in dem von Ihnen am wahrscheinlichsten erachteten Szenario aktiv werden (bspw. VNB, FNB, PtG-Anlagenbetreiber, Nachfrager, weitere)? Welche konkrete Rolle werden die unterschiedlichen Akteure spielen? Wer wird Treiber für den Wasserstofftransport in dem von Ihnen als am wahrscheinlichsten erachteten Szenario sein (Einspeiser von H₂ wie PtG-Anlagenbetreiber oder Nachfrager nach H₂)?

Wir gehen davon aus, dass in der ersten Zeit dezentrale Vor-Ort-Lösungen den ersten Schritt im Markthochlauf darstellen werden.

Insbesondere die Szenarien II und III sind grundsätzlich nur **unter Beteiligung aller Akteure sowie des Handels** als verbindendes Element zwischen Angebot und Nachfrage sowie als Plattform für Systemdienstleistungen umsetzbar. Der Regulierungsrahmen muss so ausgestaltet sein, dass er allen Akteursgruppen die entsprechende Aktivität ermöglicht.

Es ist davon auszugehen, dass je nach Verhältnissen vor Ort sowohl Erzeuger und Einspeiser als auch Abnehmer Treiber der Entwicklung sein können. Der Regulierungsrahmen muss also so ausgestaltet sein, dass er beiden Akteursgruppen die entsprechende Aktivität ermöglicht.

Es müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Nachfrage nach Wasserstoff erheblich erhöhen und den Anteil sichern. Dabei müssen die Kosten für andere Energieträger (z.B. Flüssiggas und Öl) beachtet werden. Initiator muss die politische Willensbekundung und der Regelwerksgeber sein. Gefolgt von FNB und Speicherbetreibern, die das backbone und damit die Planungssicherheit für alle weiteren Akteure bilden. Im Anschluss können die PtG-Anlagenbetreiber ihre Geschäftsmodelle kalkulieren und Standorte für ihre Anlagentechnik suchen.

Die industriellen Abnehmer sowie der Verkehrsbereich stellen große Senken für den erzeugten Wasserstoff dar. Auch im Wärmemarkt bestehen durch moderne KWK-Anlagen, vorhandene Erdgasheizungen im Bestand und kluge Quartierskonzepte wichtige Potentiale für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff.

5. Wie schätzen Sie den Wettbewerb zwischen den Produkten Erdgas und Wasserstoff ein? Beim Angebot von Wasserstoff gibt es unterschiedliche Erzeugungstechnologien (z.B. PtG über Erneuerbare Energien, Erdgasreformierung). Wie wird sich der Wettbewerb beim Angebot von Wasserstoff entwickeln?

Bei der Marktentwicklung von Wasserstoff ist eine große Abhängigkeit zum CO₂-Preis und weiteren gesetzlichen **Vorgaben zur Reduzierung von CO₂-Emissionen** zu erwarten. Die CO₂-Besteuerung von fossilen Gasen wird ein maßgeblicher Hebel für die sektorenübergreifende Etablierung von grünen Gasen sein.

Die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft ist nur mit erneuerbaren Energien vollständig umsetzbar. Aufgrund der wirtschaftlich und mengenmäßig im Vergleich günstigsten Erzeugungsmöglichkeit gehen wir davon aus, dass zunächst in erster Linie blauer Wasserstoff den Markthochlauf antreibt. Daneben wird (vorrangig) offshore-PtG mit Direkteinspeisung ins H₂-Transportnetz zeitweilig überschüssige (alternativ abzuregelnde) Windenergie aufnehmen. U.E. ist (derzeit) im direkten Vergleich der blaue Wasserstoff gegenüber dem grünen von den Gestehungskosten um den Faktor 2 bis 3 günstiger und damit wettbewerbsfähig im Vorteil. Die in der europäischen und nationalen Wasserstoffstrategie favorisierte Produktion von grünem Wasserstoff wird stark von der Ausgestaltung von Klimagesetzen abhängen.

3 Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze

1. Zur Beurteilung der Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffnetzen ist zu bewerten, ob derzeit oder zukünftig ein möglicher Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung auf dem Markt „Transport“ vorliegen. Nur dann wäre aus

ökonomischer Sicht ein Einschreiten des Staates angezeigt, um ein ineffizientes Marktergebnis zu verhindern. Teilen Sie diese Prämisse?

Ja. Grundsätzliche stimmen wir der Prämisse zu. Bei Wasserstoffnetzen handelt es sich um ein natürliches Monopol, so dass eine Regulierung erforderlich ist.

Weitere Aspekte spielen zusätzlich eine Rolle und sollten von Beginn an zu einer Regulierung von Wasserstoffnetzen führen:

- o Integrierte und europäisch harmonisierte Netzentwicklung und -planung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen nur bei äquivalenter Regulierung möglich
- o Sicherheit über Rahmenbedingungen für Handel
- o Sicherheit über Rahmenbedingungen für Investitionen
- o Ggf. entstehen ohne Regulierung eines Wasserstoffnetzes Möglichkeiten zur regulatorischen Arbitrage, die letzten Endes zu Marktverzerrungen führen könnten

Durch eine Regulierung wird auch eine Standardisierung, z.B. in der Marktkommunikation, gefördert und so Missbrauch vorgebeugt. Der Zugang zum backbone (Ferngasleitungen mit Anbindung an einen Speicher) muss diskriminierungsfrei ermöglicht werden.

Die Kosten für die Entwicklung der notwendigen Infrastrukturen (Netze und Anlagen) müssen in der Regulierung anerkannt werden (s. auch Antwort zu Frage 3.3).

2. Halten Sie die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze zielführend? Wenn ja, wo sehen Sie ohne Regulierung ganz konkret einen möglichen Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung?

a. Eine Zugangsregulierung wäre notwendig, wenn es wahrscheinlich ist, dass es z. B. zur Verweigerung von Durchleitungen oder zur Verweigerung der Abnahme von Wasserstoff Dritter kommt. Sehen Sie dies als wahrscheinlich an? Sehen Sie hier auf der Verteilernetzebene andere Probleme als auf der Fernleitungsnetzebene?

b. Eine Entgeltregulierung wäre notwendig, wenn z. B. eine ineffiziente Preissetzung für den Wasserstofftransport zu befürchten ist und die Netzbetreiber Monopolrenten abschöpfen könnten. Sehen Sie dies als wahrscheinlich an? Sehen Sie hier auf der Verteilernetzebene andere Probleme als auf der Fernleitungsnetzebene?

Ja, die Einführung von Regulierung ist zielführend (s. auch Antwort zu Frage 3.1.). Ohne eine entsprechende Regulierung ist ein volkswirtschaftlich ineffizientes Ergebnis zu erwarten. Die Regulierung der Wasserstoffnetze ist erforderlich, vor allem um die Nutzung von H₂ von Anfang an auf die geforderte breite Basis in allen Sektoren zu stellen und so langfristig wesentlich zur Dekarbonisierung beizutragen, da so Missbrauch/Diskriminierung vermieden wird.

Gleichzeitig sollte ein geeigneter ordnungspolitischer Rahmen entsprechende Freiräume für VNB schaffen. So sollten beispielsweise VNB aus Gründen der Versorgungssicherheit

bzw. Netzdienlichkeit u. a. PtX-Anlagen betreiben dürfen, was die EU in ihrer Strombinnenmarkt-Richtlinie auch als Möglichkeit einräumt.

Da es sich bei Wasserstoffnetzen um ein natürliches Monopol handelt, sollte **sowohl für den Zugang als auch für die Entgelte eine Regulierung** erfolgen.

Zu a) Regulierung des Netzzugangs:

Ein freier und gesicherter Marktzugang mit hohem Standardisierungsgrad ist zur Vermeidung von Diskriminierung und Marktmissbrauch, aber auch für den Markthochlaufwichtig. Netzbetreiber müssen Investitionsanreize und Planungssicherheit haben, um stranded investments in H₂-Netze bzw. die Herstellung der H₂-readiness bestehender Netze zu vermeiden.

Es wird Wasserstoff-Misch- und Erdgasnetze geben (s. Antwort zu Frage 1.1). Beimischungs- und Wasserstoffnetze sollten daher mit in die Regulierung der jetzigen Gasnetze aufgenommen werden, wobei es bei H₂-Netzen entsprechende spezifische Anpassungen und anfangs sinnvolle Vereinfachungen geben soll, um die Anschubwirkung nicht zu behindern.

Es gibt auf FNB- und VNB-Ebene die folgenden unterschiedlichen Herausforderungen für die Netzzugangsregulierung:

FNB:

- Der Erzeuger des Wasserstoffs braucht Zugang zu Langzeitspeichern mit entsprechender Kapazität, der diskriminierungsfrei zu gewähren ist, sowohl zum FNB Wasserstoffnetz (auch im 100% Wasserstoffnetz des VNB mit Rückspeisung zum FNB) als auch zum Speicher.

VNB:

- Eine vorrangige Einspeisung von Wasserstoff in Erdgas-Verteilnetze kommt aufgrund der technologischen Probleme (Lastverläufe, dezentrale Wasserstoffspeicher, Gasabrechnung, Pendelzonen, etc.) nicht in Betracht.
- Im Misch-Verteilnetz muss sichergestellt werden, dass sich keine Wasserstoff-Blasen bilden und durch eine Beimischung die Gasqualität konstant gehalten werden kann. Im Zweifel muss die Einspeisung unterbrochen werden können.

Zu b) Regulierung der Netzentgelte:

Wir stimmen der Einführung von Entgeltregulierung zu. Entscheidend ist ein zuverlässiges Regulierungssystem, das von Anfang an verlässliche Bedingungen schafft und stranded investments verhindert. Neben einem diskriminierungsfreien Zugang für alle sind vorhersehbare, transparente und verlässliche Nutzungsbedingungen, auf deren Basis Investitionsentscheidungen getroffen werden können und die die Gefahr von Stranded Assets vermeidet, wichtig. Bei der Bepreisung sollte bei den VNB das Modell Briefmarke gewählt werden. Bei den FNB erscheint ein entfernungsabhängiges Modell sinnvoller.

3. Gibt es derzeitige oder künftig zu erwartende Hemmnisse für die Entwicklung oder den Zugang zu einer Wasserstoffinfrastruktur, die durch eine Regulierung abgebaut werden können? Bitte begründen Sie ihre Antwort auch im Vergleich zu derzeit

regulierten Infrastrukturen (Strom, Gas), bzw. unregulierten Infrastrukturen (z.B. Fernwärme, Mineralölnetze).

Eine große H₂-Produktion wird sich nur entwickeln, wenn entsprechende Mengensignale kommen. Eine Regulierung würde hierzu Transparenz erzeugen (z.B. über die verbindliche H₂-Netzentwicklungsplanung mit Erzeugungs- und Nachfrageprognosen i.R. von Marktsimulation etc.).

Das wesentliche Hemmnis in der derzeitigen Regulierung für die Anwendung von Wasserstoff im Verteilnetz ist die mangelnde Berücksichtigung von Innovationen. Investitionen werden nur getätigt, wenn ein positives Ergebnis zu erwarten ist, daher sind z.B. Förderungsmechanismen wie beim Biogas notwendig.

Soweit für Netzbetreiber regulatorische Pflichten hinsichtlich der Integration von Wasserstoff ins Erdgasnetz oder des Aufbaus bzw. Betriebs von Wasserstoffnetzen entstehen (Anschluss-/Ausbaupflicht, Herstellung der technischen Kompatibilität, Kundenumstellung, Anpassung der Beimischungsquote o.ä.) und diese Pflichten unternehmerische Risiken mit sich bringen, muss eine dem Rechnung tragende Verzinsung des erforderlichen Kapitals langfristig sichergestellt werden.

Wasserstoff wird wie Strom und Gas überregional ausgetauscht werden (im Unterschied zu Fernwärme oder Mineralöl), daher ist die Regulierung analog Strom und Gas sinnvoll.

4. Welche weiteren Vor- bzw. Nachteile sehen Sie insbesondere im Hinblick auf die bestehenden Wasserstoffnetze in einer Regulierung der derzeit unregulierten reinen Wasserstoffinfrastruktur?

Vorteil von Regulierung ist, dass es klare planbare Rahmenbedingungen gibt. Einzelregelungen und/oder Übergangsregelungen würden vermieden und so würde mehr Transparenz für den Markt geschaffen.

Grundsätzlich sollte Bestands- und Vertrauensschutz für bestehende Wasserstoffleitungen bestehen, ggf. könnten diese den Betreibern gewissermaßen abgekauft werden.

Siehe auch Antwort zu Frage 3.1 und 3.3.

4 Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze

1. Bei der Einführung eines Regulierungsregimes für Wasserstoffnetze ist zu prüfen, in welchem Umfang dieses notwendig ist. Es könnte ausreichen, eine konsequente Zugangs- und Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze einzuführen, ohne dabei eine umfangreiche Entflechtung dieser Netze vorzunehmen. Andererseits könnte auch eine konsequente Entflechtung eine weniger strenge Zugangs- und Entgeltregulierung erlauben. Bitte nehmen Sie dazu Stellung und begründen Sie Ihre Meinung.

Es ist ein **H₂-spezifischer Regulierungsrahmen** aufzubauen. Dabei ist es ausreichend, eine konsequente Zugangs- und Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze einzuführen.

Die Regulierung sollte also möglichst gleichlaufend mit der Regulierung der Erdgasnetze erfolgen, um auch die Komplexität des Gesamtsystems nicht zu erhöhen, was den Markteintritt und die Marktdurchdringung des Energieträgers erschwert. Es gibt

bestehende und geübte Regelungen, die nur insoweit medienspezifisch geändert werden müssen, wie das erforderlich ist. Zudem vermittelt ein verbindliches Regulierungsregime Planungssicherheit für die Wettbewerber und auch für die Netzbetreiber, kein Netzbetreiber die weitere Entwicklung absehen kann. Eine getrennte Regulierung für Wasserstoff wäre in dieser Frage eine faktische Vorfestlegung, die sich u.U. gegen volkswirtschaftlich optimale Strukturen richtet.

Strukturelle Unterschiede, etwa aufgrund eines unterschiedlich hohen Anteils reiner H₂-Netze, könnte man über Strukturparameter im **Effizienzvergleich** berücksichtigen. Damit wäre eine gemeinsame Regulierung sachgerecht umsetzbar.

Eine **Entflechtung** der Wasserstoffnetze von den Gasnetzen wäre aufwändig und würde die gewollte Mitfinanzierung der Wasserstoffinfrastruktur durch die Erdgaskunden verhindern.

2. Halten Sie es für zielführend, zwischen der Einführung einer Regulierung auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene zu unterscheiden, oder sollte eine Regulierung für Wasserstoffnetze im Allgemeinen eingeführt werden?

Die Einführung von einer Wasserstoffnetz-Regulierung ist sinnvoll (s. Antworten zum Fragenkomplex 3). Mit der Regulierung muss sichergestellt werden, dass nicht nur im Norden, sondern auch im Süden von Deutschland Wasserstoffnetze mit Speichermöglichkeit bereitgestellt werden.

Es sollte analog zum heutigen Regulierungsregime Gas einen einheitlichen Regulierungsrahmen für **Fernleitungs- und Verteilnetzebene** geben.

Eine eigene Regulierung für Wasserstoffnetze im Allgemeinen ist nicht zielführend (s. Antwort zu Frage 4.1).

3. Halten Sie die Einführung eines Netzbetreibers, der sowohl Erdgas- als auch Wasserstoffnetze betreibt, (sog. Kombi-Netzbetreiber) für sinnvoll?

Die Einführung sogenannter **Kombi-Netzbetreiber** (Hinweis: Der Begriff „Kombi-Netzbetreiber“ ist bereits anderweitig belegt (§ 6 d EnWG). Eine andere Bezeichnung könnte sinnvoll sein.) ist sinnvoll. Dies betrifft Netzbetreiber, die vorhandene Netzinfrastruktur von Erdgas auf Wasserstoff umstellen. Eine solche Umstellung ist sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch volkswirtschaftlicher Sicht einem kompletten Neubau von Wasserstoffnetzen vorzuziehen.

Die langjährigen Erfahrungen im sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb von Gasnetzen sind entscheidend beim Aufbau einer deutschen Wasserstoffinfrastruktur. Durch die erhöhte Beimischung von Wasserstoff in die Erdgasnetze wird der Netzbetrieb bei Erdgas und Wasserstoff automatisch zusammenwachsen. Darüber hinaus könnten Kombi-Netzbetreiber von dem bestehenden Knowhow im Bereich Gas profitieren, andernfalls würde der bereits bestehende Fachkräftemangel im Bereich Gas weiter verschärft werden.

Auch im Rahmen von betriebswirtschaftliche Analysen (z.B. BBH-Gutachten „Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze (...)“, Mai 2020) wird bestätigt, dass die

Integration der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in den bestehenden Regulierungsrahmen ökonomisch sinnvoll ist. Das vorhandene Erdgasnetz könne demnach werterhaltend, ressourcenschonend und kostensensibel fortbetrieben werden. Ein Kombi-Netzbetreiber für die Gas- und Wasserstoffinfrastruktur sei „die kostengünstigste Variante einer Transformation der Gaswirtschaft mit größtmöglichem Wohlfahrtsgewinn“, so das Gutachten weiter.

Die Einführung eines separaten Netzbetreibers hingegen, mit wieder neuen Anforderungen wäre nicht zielführend, da die Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen möglichst einheitlich sein sollte, um eine organische Transformation zu ermöglichen und Synergien zu nutzen.

4. Die Einführung möglicher Regulierungsvorschriften könnte über die Anpassung bestehender Regelungen im EnWG bzw. der entsprechenden Verordnungen (bspw. GasNZV, GasNEV etc.) z.B. über die definitorische Erweiterung des Gasbegriffes vorgenommen werden oder aber in einem separaten Kapitel des EnWG bzw. einem separaten Gesetz gestaltet werden. Was würden Sie für sinnvoller halten?

Um den Wasserstoff-Markthochlauf nicht unnötig zu verzögern, erachten wir es als sinnvoll, die bestehenden Vorschriften und Gesetze an entsprechender Stelle (Erweiterung des Gasbegriffs im EnWG, Anpassung der GasNZV, GasNEV etc.) anzupassen (s. auch Antwort zu Frage 4.1). Hierzu liefert der gemeinsame Verbändevorschlag (FNB Gas, BDI, BDEW, VIK und DIHK) zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze („Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“, April 2020) interessante Ansätze.

5. Ab wann sollten die Regulierungsvorschriften effektiv Anwendung finden? Von welchen Parametern (z.B. Verbrauch, Erzeugung, Anbieter- und Nachfragerstruktur, Netzstruktur) sollte man diesen Schritt abhängig machen? Könnte für die Anlaufphase auch eine stufenweise Einführung von Regulierungsschriften sinnvoll sein? Wenn ja, welche und über welchen Zeitraum?

Der Regulierungsrahmen sollte eine organische Transformation der Erdgas- auf die Wasserstoffnetze ermöglichen. Vor diesem Hintergrund sollte der Regulierungsrahmen möglichst einheitlich ausgestaltet sein und dabei zwingend innovative Ansätze konsequent fördern.

Aus Gründen der Planungssicherheit sollte die GasNZV sofort angepasst werden, auch wenn Deutschland erst am Beginn des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft steht.

Kombi-Netzbetreiber könnten grundsätzlich sofort nach Anpassung von Gesetzen und Verordnungen betroffen sein. Für die existierenden privaten Wasserstoffnetzbetreiber sollten sachgerechte Übergangsregelungen erarbeitet werden.

Zu den zeitlichen Abschätzungen s. Antwort auf Frage 1.1.

6. Wären Übergangsregelungen für bestehende Wasserstoffnetze denkbar? Wie sollten diese konkret aussehen? Welche Dauer dieser Übergangsregelungen ist maximal vertretbar?

Übergangsregelungen für „bestehende Wasserstoffnetze“ sollen solange beibehalten werden, wie H₂-Inselnetze nicht im Verbund mit anderen Netzbetreibern agieren und sich noch kein Wasserstoffmarkt etabliert hat bzw. solange diese Wasserstoffnetze räumlich abgegrenzt sind. Bestehende Wasserstoffnetze ausschließlich für die stoffliche Nutzung würden somit aus der Regulierung herausfallen.

7. Sind aus Ihrer Sicht Regelungen für den Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen notwendig? Welche Regelungen wären aus Ihrer Sicht notwendig und welche Gründe sprechen hierfür?

Ja, es bedarf **Übergangsregelungen**, um eine angemessene Berücksichtigung der CAPEX und OPEX für den Umstellungsaufwand herzustellen, die nicht dem Effizienzwert unterliegen dürfen, z.B. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

Neben den regulatorischen Fragen sind technische Regeln für die Einhaltung des derzeit hohen Sicherheitsniveaus notwendig sowie ein Stufenplan zur Vorbereitung der Verbraucherseite (s. Antworten zu Fragen 1.3 und 1.4). Die Erdgasversorgung im Falle von Umwidmungen von Leitungen muss sichergestellt sein.

5 Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen

1. Sollte bei den Regelungen über den Netzanschluss und -zugang von Wasserstoffherzeugungsanlagen ein Einspeisevorrang nach Erzeugungsart (z.B. „grüner“ oder „blauer“ Wasserstoff) erfolgen? Wenn ja, nach welchen Kriterien?

Grundsätzlich ist klimaneutral erzeugter Wasserstoff solchem, bei dem mehr CO₂ bei der Herstellung emittiert wird, vorzuziehen. Es sollte also eine Trennung nach vorhandener und nicht-vorhandener CO₂-Neutralität erfolgen. Auch mittelbar aus Abwärme und Abfällen erzeugter Wasserstoff muss „grünem“ Wasserstoff gleichgestellt sein.

4. Ist beim Transport von Wasserstoff ein Kapazitätsmodell notwendig? Wenn ja, wie sollte dieses ausgestaltet sein? Sollten sich die Netznutzungs- und Entgeltmodelle an denen für Erdgas- oder für Stromnetze orientieren?

Es sollte das Modell für Gas angewendet werden. Diese Harmonisierung ist sinnvoll, um den Ausschluss regulatorischer Arbitrage und möglichst große Interoperabilität zwischen Wasserstoff und Erdgas zu ermöglichen.

5. Welche Bilanzierungsregeln sollten für Wasserstoff angewendet werden? Müsste ein eigener Wasserstoffbilanzkreis eingeführt werden? Bedarf es jeweils separater Bilanzkreise für jede Wasserstoffart („grünen“, „blauen“ Wasserstoff, etc.), vergleichbar mit Biogasbilanzkreisen und EEG-Bilanzkreisen? Wie kann ein Regel- und Ausgleichsenergiesystem aussehen?

Ja, es werden unterschiedliche Bilanzkreise für grünen/CO₂-neutralen Wasserstoff benötigt. Dies erleichtert den Markthochlauf und die Integration von Wasserstoff in bestehende Handelsmärkte.

Für den Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Anschluss-Nutzer sollte es, wie beim Biogas, keine gesonderten Regeln geben.

Wichtig ist die europäische Harmonisierung der Bilanzierungsregeln, um das Entstehen eines europäischen Wasserstoffmarktes zu ermöglichen.

6. Bedarf es eines virtuellen Handelspunktes für Wasserstoff?

Ja, dies würde den Einstieg in den Wasserstoffhandel erleichtern. Zu Beginn des Markthochlaufs sind VHP auf Cluster-/Valley-Ebene sinnvoll, die nach und nach integriert werden können.

7. Bedarf es zur Ermittlung des nötigen Wasserstoffinfrastrukturnetzes eines separaten Wasserstoffnetzentwicklungsplans? Welche Schnittstellen bieten sich zum Netzentwicklungsplan Strom und Erdgas genau an? Sollte ein Wasserstoff-NEP sowohl die Verteiler- als auch die Fernleitungsnetzbetreiberebene umfassen?

Die Netzentwicklungsplanung für Wasserstoff und Erdgas muss zusammen erfolgen. Es bedarf einer engen Einbindung und aktiven Mitgestaltung der VNB.

Eine gemeinsame Betrachtung der Gas- (Erdgas und H₂) und Strominfrastruktur auf Fern- und Übertragungsnetzebene könnte im Rahmen der Sektorkopplung unter Berücksichtigung der Erzeugung zu weiteren Optimierungen führen.

Mögliche Schnittstellen zwischen Netzentwicklungsplänen sind (Beispiele):

- o Elektrolysekapazität (ggf. Entlastung für Stromnetz)
- o Agglomeration von Nachfrage nach Wasserstoff und Erdgas (z.B. Umwidmung existierender Erdgasleitungen)
- o Phase des Wasserstoffhochlaufs (z.B. Beimischung als relevante Einflussgröße auf den Netzausbau)

8. Welche Rolle spielt in solch einem Plan die Allokation von Anlagen zur Produktion bzw. zur Abnahme von Wasserstoff? Sollten bspw. die H₂-Produktionsanlagen in der Nähe der Stromerzeugungsanlagen (EE) oder in der Nähe der industriellen Wasserstoffabnehmer allokiert werden? Welche Auswirkungen haben solche Entscheidungen Ihrer Ansicht nach auf die Strom- bzw. Gasinfrastruktur?

Die **Allokation von Anlagen zur H₂-Produktion** könnte technologieunabhängig/„farbneutral“ z.B. bei klimafreundlichen Stromerzeugungsanlagen erfolgen, da sie so zu Netzentlastungen führen kann. Denkbar ist auch die Nähe zu großen H₂-Abnehmern.

Die Allokation von Erzeugern, Speichern oder großen Verbrauchern sollte jedoch von Anfang an mit „richtigen“ Anreizen versehen werden, um nicht durch „falsche“ Allokation wiederum Ausbaubedarf z.B. von Stromnetzen zu verursachen.

Da die Lastgänge der EE-Erzeugung und die der industriellen Abnehmer i.d.R. nicht zusammenpassen, sind solche Standorte zu fördern, die einen guten Zugang entweder zum Mittelspannungs- oder Hochspannungs-Stromnetz haben, in örtlicher Nähe zum Wasserstoffnetz (und damit am Zugang zum Speicher) liegen oder, wie thermische Abfallbehandlungsanlagen, weniger Fluktuation aufweisen. Die Fähigkeit der Netze

zusammen mit dem Speicher eine Glättung der Lastgänge zu erzeugen, ist hier in den Fokus zu nehmen.

9. Halten Sie einen aktiven Allokationsanreiz zur Errichtung von z.B. Elektrolyseuren in Gebieten mit viel EE-Strom für geeignet? Könnten diese Allokationsanreize auch die Ansiedlung neuer Abnehmer von Wasserstoff (Tankstellen, Industrie etc.) umfassen? Wenn ja, welche Allokationsanreize sind konkret vorstellbar? Beschreiben Sie bitte detailliert die Art und Weise der Ausgestaltung, und für welche Marktteilnehmer diese anwendbar sein sollten.

Allokationsanreize für H₂-Produktionsanlagen sollten technologie- und anwendungsoffen in Abhängigkeit davon erfolgen, wo sie welche Beträge (z.B. durch geringeren Netzausbau oder CO₂-Vermeidungskosten) einsparen. Es ist zum Beispiel auch vorstellbar, dass in Zentren, bei denen aufgrund der Abnahmeentwicklung ein Stromnetzausbau erforderlich ist, der Einsatz von H₂-Produktionsanlagen geprüft und unterstützt wird. Die bestehenden und flächenhaft vorhandenen Gasnetze gilt es aufgrund ihrer Leistungsfähigkeit in Transport und Speicherung zu berücksichtigen.

10. Welche Rolle spielen Speicher in der Wasserstoffinfrastruktur und wie sollten sie regulatorisch behandelt werden?

Wasserstoffspeicher erfüllen wie heute bereits die Erdgasspeicher **eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit im Gas- und Stromsektor**. Diese Bedeutung wird nach dem Kohleausstieg noch zunehmen, denn die Option der Rückverstromung von vorher über PtG gespeicherten EE-Überschüsse ins elektrische System als gesicherte Leistung in Zeiten der Dunkelflaute wird der letzte Schritt zum THG-neutralen Gesamtsystem sein.

Speicher leisten zudem einen sinnvollen Beitrag bei der Etablierung des Wasserstoffs. Dies gilt sowohl für Kurzzeitspeicher (Abdeckung der nächtlichen Lasten, Systemstabilität) als auch für große Langzeitspeicher, die Potenzial für Lastverschiebungen bieten, um z.B. überschüssige Sonnenenergie im Sommer in den Winter hineinzubringen. Regulatorisch müssen Anreize für die technische Umrüstung auf Wasserstoff sowie für die Nutzung der Speicher durch den Kunden geschaffen werden.

Die Gas- und folglich auch die H₂-Abnahme unterliegt sehr starken Absatzschwankungen. Damit die Erzeugung eine hohe Auslastung hat, und eine Entkopplung der dargebotsabhängigen Erzeugung vom Verbrauch erfolgen kann, ist die Speicherung notwendig. Außerdem können Speicher als Instrument für FNB zur Stabilisierung des Netzes und zur Vermeidung von Netzausbau aufgrund von Engpässen dienen.

Schließlich leisten Speicher einen maßgeblichen Beitrag zur Lieferfähigkeit und -sicherheit gegenüber dem Wasserstoffkunden.

Somit sind Speicher das zentrale Element, das zur Erreichung einer ausreichenden Planungssicherheit und Versorgung für alle an der Wertschöpfungskette beteiligten Parteien unbedingt benötigt wird.

Sie sollten reguliert werden, jedoch so, dass es nicht durch Fehlanreize wie bei Erdgas-Speichern zum Rückgang der Speicherkapazitäten kommt.

6 Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen

1. Wer sollte die Kosten der Infrastruktur tragen, z.B. alle Abnehmer von Strom und Gas, alle Erdgaskunden, oder nur die Nutzer von Wasserstoff? Was wären jeweils die jeweiligen Vor- und Nachteile?

Die **Gaskunden** (H₂ und Erdgas) sollten die Kosten tragen. Eine breite Kostenträgerschaft löst positive Effekte auf Investitionsanreize aus und trägt dazu bei, dass H₂-Produkte bezahlbar werden und sich etablieren können. Um dies sicherzustellen könnten die Kosten auf Kunden der heutigen Erdgasnetze verprobt werden.

Die Finanzierung kann durch den Bund aus der CO₂ Abgabe für die Investitionen in Anlagen und Netze unterstützt werden.

Damit Wasserstoffnetze als Treiber der Energiewende ihre ganze Wirkung entfalten können, müssen überdies wirtschaftliche Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden (z.B. Befreiung von Abgaben (EEG-Umlage) und Steuern für den eingesetzten Strom).

2. Ist zu befürchten, dass reine Netzentgelte für Nutzer der Wasserstoffinfrastruktur, insbesondere in der Anfangsphase (i.e. bei möglicherweise nur geringen Wasserstoffmengen), zu prohibitiv hohen Endkundenpreisen führen?

Ja, daher sollten die Kosten auf eine **breite Kundenbasis** verteilt werden. Naheliegender erscheinen hier die Erdgas- und H₂-Kunden (s. Antwort zu Frage 6.1), denn diese profitieren schlussendlich von der prognostizierten Klimaneutralität. Zusätzlich könnten über geeignete Fördermechanismen oder Zuschlagszahlungen Anreize für den Netzausbau gesetzt werden. Der Gesetzgeber als politischer Willensträger kann solche Effekte durch andere Ausgleichsmaßnahmen (Steuervergünstigungen, -freistellungen) bei den Endkunden kompensieren.

3. Wie groß schätzen Sie den Umfang der zukünftigen Notwendigkeit von Sonderabschreibungen aufgrund nicht mehr benötigter Erdgasleitungen ein?

Es ist davon auszugehen, dass bestehende Erdgasleitungen auf Wasserstoff umgestellt und künftig weiter genutzt werden können. Die Gasnetze wurden über Jahrzehnte kontinuierlich ausgebaut, sind leistungsfähig und durch die Netzentgelte von den Gaskunden finanziert.

Der Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur und der gleichzeitige Rückbau der bestehenden Erdgasinfrastruktur wäre volkswirtschaftlich ineffizient und würde durch den zusätzlichen Zeit- und Investitionsbedarf den Markthochlauf von Wasserstoff gefährden. Die Investitionen in die Erdgasnetze wurden zudem mit Vertrauensschutz und mit langfristigen Planungshorizonten teils über das Jahr 2050 hinaus von den Investoren getätigt. Gerade bei den Stadtwerken handelt es sich um kommunale Investoren. Umfassende Abschreibungen auf Investitionen im Erdgasnetz hätten demnach massive negative Auswirkungen auf die Haushalte der Kommunen.

Sollte dennoch mit dem Tage der Umstellung von Kundenanlagen, Systemen oder Teilsystemen ein Gasnetz (in Teilen) nicht mehr genutzt werden können, muss ein

Ablösungs- oder Umstellungsrahmen Regelungen für die regulatorische Anerkennung von Sonderabschreibungen im Erdgasnetz enthalten.

Bis 2050 dürften die Sonderabschreibungen eher gering sein, da die Erdgasnetze weiterhin betrieben werden müssen – mit oder ohne Beimischung oder H₂-Umstellung.

4. Wäre die Abfrage oder Einschätzung der Zahlungsbereitschaften verschiedener Nutzergruppen (Wasserstoffkunden, Erdgaskunden, Stromkunden etc.) sinnvoll? Wie könnte man dies gegebenenfalls umsetzen?

Nein. Die Zahlungsbereitschaft sollte der **Markt** entscheiden. Sie sollte nicht separat abgefragt werden. Von einer Abfrage wäre kein Mehrwert zu erwarten, da sich die Kunden an den aktuellen Strom und Erdgaspreisen orientieren.

5. Welche anderen Finanzierungsmodelle (Steuern, Umlagen, etc.) wären denkbar? Wer würde die Kosten in diesen Modellen tragen? Was wären jeweils die jeweiligen Vor- und Nachteile?

Unterstützend wäre eine Art Wasserstoffumlage (analog zur Marktraumumstellungsumlage) denkbar, um die Wasserstoffinfrastruktur ein Stück weit mit zu finanzieren. Eine Umlage wäre für alle gültig und würde keinen wettbewerblichen Nachteil für einzelne Akteure darstellen. Die Einführung einer deutschlandweiten H₂-Umlage könnte die Marktraumumstellungs-Umlage ablösen und dazu beitragen, dass die Zusatzbelastungen für den Endkunden (Gas und H₂) nicht signifikant über dem bestehenden Niveau ansteigen. Zudem würden Regionen, die in H₂-Infrastruktur investieren und Wasserstoff etablieren wollen, nicht wettbewerblich benachteiligt.

Weiterhin könnten Teile der CO₂-Besteuerung zur Finanzierung der Wasserstoffumstellung verwendet (s. auch Antwort zu Frage 6.1).

6. Welche Gesamtkosten erwarten Sie für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur (mittel- und langfristig (z.B. für 2030 und 2050) und welche Effekte auf die Gasnetzentgelte hätte die Einführung einer Entgeltregulierung für Wasserstoffinfrastruktur? Wie würden sich die Effekte auf die Regionen und Verbrauchergruppen verteilen (z.B. Industriekunden u. Haushaltskunden)?

In der Übergangsphase sollen die Kosten der Wasserstoffbeimischung in der Endverteilung über das bestehende System der Gasnetze finanziert werden. Die Gasnetzkosten müssen also für die Verteilung separat abgeschätzt werden für den Zeitpunkt, zu dem das Verteilnetz auf Wasserstoff umgestellt wird.

Eine belastbare Abschätzung der Gesamtkosten ist uns derzeit nicht möglich. Wir verweisen aber auf das BBH-Gutachten „Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze (...)“ vom Mai 2020.

7. Welche Gründe sprechen aus Ihrer Sicht für und welche gegen eine Anwendung der Anreizregulierungsverordnung? Sofern Sie eine vollständige Anwendung der Anreizregulierungsverordnung nicht für notwendig erachten: Welche Ausgestaltung

sollte eine vereinfachte Anreizregulierung aus Ihrer Sicht haben? Können sämtliche Instrumente der ARegV wie Kapitalkostenaufschlag oder Investitionsmaßnahmen, Effizienzvergleich etc. auf Wasserstoffnetze angewandt werden?

Solange keine genügend große **Zahl an vergleichbaren Netzbetreibern** vorhanden ist, sollte keine **Anreizregulierung** eingeführt werden. Später, bei einer genügend großen Anzahl vergleichbarer Netzbetreiber, wäre es sinnvoll, alle Erfahrungen und Methoden aus der bestehenden Anreizregulierung für Wasserstoffnetze zu übernehmen, da der Regulierungsrahmen von Wasserstoff- und Erdgasnetzen möglichst einheitlich ausgestaltet werden sollte, um ohne Bruch eine Transformation von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen zu ermöglichen, sofern die vielfach und wiederholt proklamierten Schwächen des heutigen Regulierungsrahmens beseitigt oder angepasst wurden (s. hierzu entsprechende Positionspapiere auch des VKU) (s. auch Antwort zu Frage 4.1 ff.). Grundsätzlich brauchen Netzbetreiber aber auch jetzt schon Planungssicherheit, damit Investitionen nicht durch nachträgliche Überführung in die Regeln der Anreizregulierung entwertet werden.

Zu prüfen ist, inwieweit einzelne Regelungen im Hinblick auf mögliche Besonderheiten von Wasserstoffnetzen anzupassen sind

Einige konkrete Vorschläge zur Anpassung von Gesetzestexten liefert der gemeinsame Verbändevorschlag (FNB Gas, BDI, BDEW, VIK und DIHK) zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze („Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“, April 2020).

8. Halten Sie die Einführung eines Effizienzvergleichs für Betreiber von regulierten Wasserstoffnetzen für sinnvoll? Wie könnte er sinnvoll umgesetzt werden? Sollte ein Effizienzvergleich aus Ihrer Sicht nicht möglich sein, wie sollten Effizianreize dann sinnvoll und wirksam gesetzt werden?

S. Antwort zu Frage 6.7.

Die BNetzA führt aus, dass bei einem Verzicht auf einen Effizienzvergleich für Wasserstoffnetze der Anreiz zu effizientem Verhalten verloren ginge (S. 76). Das trifft nicht zu. Der Anreiz zur Effizienzsteigerung liegt nicht in einem passgenauen Effizienzwert für jedes Unternehmen, sondern der zeitweiligen Entkopplung der zulässigen Erlöse von den tatsächlichen Kosten. In der Phase der Entkopplung führt jeder Euro Kostenersparnis zu einem Euro Gewinnsteigerung (oder alternativ einem Euro Verlustsenkung).

Die **Einführung eines Effizienzvergleichs ist** erst dann sinnvoll, wenn eine ausreichend große Zahl an vergleichbaren Wasserstoffnetzbetreibern existiert und es einen eingeschwungenen Zustand gibt. Um mit den anerkannten statistischen Methoden belastbare Effizienzberechnungen durchführen zu können, bedarf es einer validen Datenbasis, die zu Beginn einer Regulierung von Wasserstoffnetzen noch nicht vorliegt. Zudem müssen energiewirtschaftliche Kennzahlen, die die Basis eines Effizienzvergleichs sind, genau definiert werden, messbar und klar identifizierbar sein.

Zielführender ist es, zusätzliche „Wasserstoffparameter“ im Rahmen des Effizienzvergleichs Gas abzufragen und anschließend eine Kostentreiberanalyse vorzunehmen.

9. Welche Gründe sprechen aus Ihrer Sicht für und welche gegen eine Cost Plus-oder Yardstick-Regulierung?

S. Antworten zu Fragen 6.3, 6.7 und 6.8.

Die **Cost Plus-Regulierung** berücksichtigt die individuelle Kostensituation des Netzbetreibers, wobei jedoch nur die effizienten Kosten von den Regulierungsbehörden anerkannt werden. Änderungen in den Kosten, die sich z.B. aus dem Netzausbau ergeben, werden mit einem nur geringen Zeitversatz berücksichtigt, was Planungssicherheit hinsichtlich Netzausbau und Netzbetrieb schafft. Bei der Cost Plus-Regulierung handelt es sich um ein methodisch einfaches, nachvollziehbares und bewährtes Verfahren.

Die **Yardstick-Regulierung** setzt voraus, dass die Netzbetreiber untereinander vergleichbar sind und der Output der Netzbetreiber einheitlich gemessen wird. Aufgrund der Heterogenität der Netzbetreiber können die Voraussetzungen in Realität nicht erfüllt werden, so dass die Yardstick-Regulierung nicht - wie theoretisch angedacht - zu einer wettbewerbsähnlichen Marktstruktur, sondern zu Fehlentwicklungen z.B. notwendige Netzinvestitionen werden unterlassen, führt.

11. Wäre es sinnvoll, bestimmte Lenkungsstrukturen zur Steuerung der Wasserstoffnachfrage in die Entgeltsysteme zu implementieren? Welche Ansätze sehen Sie dafür? Mögliche Stellschrauben könnten die Art der Entgelte (Kapazitätsentgelte, Leistungsentgelte, Arbeitsentgelte) oder bestimmte Rabattregelungen sein.

Die Implementierung von Lenkungsstrukturen zur Steuerung der Nachfrage im Entgeltsystem ist ein Ansatz, der - da es sich beim Wasserstoffnetz um ein natürliches Monopol handelt - **kritisch diskutiert** werden muss. Sie können ein Hemmnis für den Aufbau einer Infrastruktur sein und den Ansatz zur Energieeinsparung konterkarieren. Die Lenkungswirkungen sollte sich auf netzdienliche Aspekte konzentrieren: Die Nachfrage sollte nur dort gelenkt werden, wo das netzdienliche Effekte hat.

12. Müssten evtl. Parameter wie Nutzungsdauern etc. oder Anlageklassen der Gasinfrastruktur für Wasserstoffnetze angepasst werden?

Inwieweit sich bestimmte Parameter für Wasserstoff von denjenigen für Erdgas tatsächlich unterscheiden, kann derzeit noch nicht festgehalten werden, sondern muss **technisch untersucht** werden. Hier könnten insbesondere Erfahrungen der bereits vorhandenen Wasserstoffnetze oder von den ehemaligen Stadtgasnetzen herangezogen werden.

13. Sehen Sie Unterschiede bei der Anwendung der Entgeltregulierungsvorschriften z. B. zwischen der Anlaufphase und einem späteren Zeitpunkt mit einem weiter

entwickelten Wasserstoffnetz? Sofern Sie sich für eine stufenweise Einführung aussprechen, legen Sie bitte dar, welche Instrumente Sie für die jeweiligen Phasen als angemessen ansehen.

Da sich die Erdgas-Verteilnetze über die Beimischung immer größerer Wasserstoffmengen hin zu einem Wasserstoffnetz entwickeln, sollte der Regulierungsrahmen für Wasserstoff- und Erdgasnetz möglichst ähnlich sein, um einen bruchlosen Übergang vom Erdgas- zum Wasserstoffnetz zu ermöglichen (s. Antwort zu Fragen 3.1 ff.).