

STELLUNGNAHME

vom 4. September 2020 zur

Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

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

Ansprechpartner
Philipp Ginsberg
Robert-Koch-Platz 4
10115 Berlin
+49 157 8304-9090
philipp.ginsberg@dvgw.de

Präambel

Der deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) vertritt die Auffassung, dass es für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland und Europa zukünftig einer Zwei-Energieträger-Welt bedarf, die auf Elektronen und Molekülen (Strom und Gas) als Grundpfeiler einer zunehmend dezentralen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung fußt. Mit der Verknüpfung der bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen durch die Power-to-Gas-Technologie können klimaneutrale Energien verlässlich und bedarfsgerecht über die Netze hinwegfließen und so schneller ausgebaut werden. Zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 ist ein Transformationsprozess hin zu grünen Gasen wie CO₂-freiem Wasserstoff, Biogas oder synthetischem Methan zwingend notwendig. Denn in der Energielandschaft der Zukunft müssen grüne Gase zu Garanten der Versorgungssicherheit werden.

Als technisch-wissenschaftliches Kompetenzzentrum der deutschen Gaswirtschaft bekennt sich der DVGW zu folgenden Grundsätzen:

- Ein zügiger Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist sowohl zum Erreichen der Klimaziele, als auch aus Wirtschaftlichkeitserwägungen zwingend notwendig. Dabei müssen Transport- und Verteilnetzinfrastrukturen gleichermaßen in den Blick genommen werden.
- Eine Regulierung ist erforderlich, um den Infrastrukturaufbau zu beschleunigen und während der Transformation von Erdgas zu Wasserstoff die technische Sicherheit sowie die Versorgungssicherheit zu ermöglichen. Dazu sind Restriktionen innerhalb des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), die sich auf die Wasserstoffherkunft beziehen, abzubauen – gerade auch aus Gründen der technischen Sicherheit.
- Es wird mittelfristig sowohl Mischnetze aus (Bio-)Methan mit Wasserstoffanteilen, als auch reine Wasserstoffleitungen geben. Eine Beimischung von Wasserstoff in Verteilnetze und in Teilnetzen auf der Fernleitungsnetzebene ist gerade vor dem Hintergrund moderater Wasserstoffmengen in der Übergangsphase unerlässlich, um die Klimaziele zu erreichen.
- Bei der Wasserstoffanwendung sollten keine Sektoren diskriminiert werden. Insbesondere das enorme Potenzial von Wasserstoff im Wärmesektor muss aufgrund der Wasserstoffverträglichkeit des Gerätebestands und der Anbindung von rund 50% der deutschen Haushalte an das Gasverteilnetz noch stärker berücksichtigt werden. Zur Erreichung dieser Kunden wird auch langfristig ein umfangreiches Gasverteilnetz notwendig sein.
- In Deutschland besteht ein großes heimisches Potenzial zur Erzeugung von CO₂-freiem Wasserstoff, das gerade auch im Sinne der Versorgungssicherheit vollumfänglich ausgeschöpft werden sollte. Dabei muss einer der Schwerpunkte auf der lokalen, regionalen Erzeugung von Wasserstoff liegen. Allerdings werden die heimischen Erzeugungskapazitäten langfristig voraussichtlich nicht ausreichen, um die Nachfrage nach CO₂-freiem Wasserstoff zu bedienen. Daher ist der Aufbau einer grenzüberschreitenden Wasserstoffinfrastruktur zwingend geboten.
- Die erfolgreiche Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft bedarf einer technologieoffenen Ausgestaltung. Um die Potenziale verschiedener Erzeugungstechnologien auszuschöpfen, sollten diese in einem wettbewerblich ausgestalteten System entwickelt werden. Anreize zum Wettbewerb können unter anderem durch die Implementierung von Treibhausgasemissions-Benchmarks gesetzt werden.

I. Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

Frage 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?*

Es wird nach Auffassung des DVGW über eine nicht genau abzuschätzende Zeit (über 2030) hinaus zu einem Nebeneinander von Erdgas und Wasserstoff kommen. Es werden sowohl Netze für methanreiche Gase (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan), in die Wasserstoff bis zu einer festgelegten Obergrenze zugemischt werden kann, als auch Wasserstoff-Netze existieren. In weiten Teilen kann dazu die bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden (für Umstellung und Beimischung). Darüber hinaus wird es auch zum Neubau von Leitungen kommen. Ein Nebeneinander von Methan und Wasserstoff ist unter folgenden Aspekten sinnvoll:

- Die Abnehmerstruktur: für reinen Wasserstoff bieten sich zumindest anfangs große industrielle Abnehmer an (Stahlproduktion, Chemie, Kraftwerke, Tankstellen), die sich mit relativ geringem Aufwand auf reinen Wasserstoff einstellen lassen.
- Für „Kleinverbraucher“, die allesamt derzeit mit Erdgas oder Biomethan versorgt werden, müsste bei reinem Wasserstoff der gesamte Gerätepark ausgetauscht werden. Sie sind hingegen in den allermeisten Fällen für bis zu 20 Vol.-% Wasserstoffbeimischung zum Erdgas adaptierbar.

Auf Verteilnetzebene werden neben Leitungen mit Erdgas-/Wasserstoff-Gemischen ebenfalls punktuell „parallele“ Wasserstoffnetze und Wasserstoffinseln entstehen. Ziel ist eine sukzessive Umstellung der bestehenden Netze und Anwendungen auf reinen Wasserstoff¹, sodass langfristig ein reines Wasserstoffsystem entsteht. Dies erfordert ebenfalls eine sukzessive Umstellung der Geräte für Erdgas-/Wasserstoff-Gemische und reinen Wasserstoff. Mit Blick auf die Kleinverbraucher bietet sich ein Technologiewechsel vom dezentralen Heizungs-brenner hin zu einem System mit Brennstoffzellen an, die neben der Wärme- auch die Stromversorgung für mehrere Wohneinheiten übernehmen.

Der DVGW wird mit seinem Regelwerk sowohl die Beimischung als auch die Umstellung auf reine Wasserstoff-Netze sowie die Errichtung von neuen Wasserstoffnetzen und deren Betrieb technisch sicher ermöglichen. Auch die Realprojekte sollen regelwerksseitig begleitet werden. Hierfür erweitern die DVGW-Gremien das Regelwerk Gas in zwei Stufen, um die Branche bei der Umstellung auf Wasserstoff zu unterstützen. Zuerst wird ein DVGW-Merkblatt als übergreifender Wasserstoff-Leitfaden erstellt, in dem Schutzziele und -maßnahmen für den Wasserstoffeinsatz definiert werden. Dieses bildet zusammen mit dem bestehenden Regelwerk Gas die vorläufige prüftechnische Grundlage für die Abnahme der Gas- / Wasserstoffinfrastrukturen durch Sachverständige. In der zweiten Stufe werden alle für die Wasserstofftauglichkeit der Infrastruktur und Anwendung notwendigen Regelwerksbestandteile angepasst bzw. erstellt. Für die Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff wurde bereits das DVGW-Merkblatt G 409 erstellt, das in ein DVGW-Arbeitsblatt weiterentwickelt wird. Die relevanten Regelwerksdokumente G 463 (Errichtung GasHDrLg) und G 466-1 (Instandhaltung) werden überarbeitet. Die Entwürfe (Gelbdruck) sind für Q1 2021 avisiert. Für Verteilleitungen

¹ Im Sinne des Transports von Wasserstoff in Erdgasleitungen enthält reiner Wasserstoff mindestens 98 Vol.-% (ISO 14687).

werden derzeit die relevanten Regelwerksdokumente G 457 (Druckerhöhung), G 459-1 (Netzanschluss), G 462 (Errichtung VLg Stahl) und G 472 (Errichtung VLg Kunststoff) überarbeitet. Eine Fertigstellung bis Q1 2021 wird angestrebt. Das für die dem Leitungsbetrieb dienenden Gas-Druckregelanlagen geltende DVGW-Arbeitsblatt G 491 ist in der aktuellen Ausgabe bereits für Wasserstoffanlagen anwendbar.

Parallel erfolgt die Einarbeitung von Wasserstoff in die existierende europäische Normung für die Gasinfrastruktur und -anwendung, einschließlich der notwendigen Wasserstoffbeschaffenheit für umgestellte Erdgasnetze. Ein umfassendes Normungsmandat der EU-Kommission ist in Vorbereitung.

Frage 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?*

Eine Erhöhung der Beimischungsquoten über das heute zulässige Maß hinaus ist grundsätzlich anzustreben, da beispielsweise bei einer Beimischung von 20 Vol.-% – ohne kostenintensive Umstellungen – bis zu rd. 6% der transportierten Energiemenge in Form von Wasserstoff ins Gassystem eingespeist werden kann. Wie auch bei der Umstellung der Netze auf Wasserstoff, werden auf diese Weise die bereits vorhandenen Assets der Gasinfrastruktur weitergenutzt und somit die volkswirtschaftliche Wertschöpfung (alleine die Gasverteilnetze umfassen einen Wert von etwa 270 Mrd. €) erhalten. Nach Erreichen der Beimischgrenzen kann eine weitere Dekarbonisierung über eine (Teil-)Substitution von Erdgas durch grüne Gase wie synthetisches (erneuerbares) Methan oder Biomethan erfolgen.

Die Gasbranche und der DVGW haben sich daher das Ziel gesetzt, die bestehende Gasinfrastruktur für eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils in einem klimafreundlichen Energiesystem fit zu machen. Denn Wasserstoff hat den erheblichen Vorteil, dass bei seiner energetischen Nutzung keine CO₂-Emissionen entstehen. Zudem lässt er sich erneuerbar herstellen und kann in Industrie, Wärmeversorgung und Mobilität vielseitig genutzt werden.

Das künftige technische Regelwerk wird zunächst eine Zielgröße von etwa 20 Vol.-% Wasserstoffeinspeisung umsetzen. Einzelne Forschungsprojekte untersuchen derzeit jedoch auch eine Beimischung von 30 Vol.-% („Öhringer Wasserstoff-Insel“). Das bestehende DVGW-Regelwerk ermöglicht bereits heute überall dort, wo es keine Einschränkungen durch spezifische Anwendungen gibt, Beimischungen von knapp 10 Vol.-% in das vorhandene Gasnetz. Bis zum Jahr 2030 wird dieser Wert von 10 Vol.-% ohne Einschränkungen regelwerksseitig verbindlich gelten. Das Ziel liegt jedoch deutlich höher: 20 Vol.-% erscheinen nach heutigem Kenntnisstand technisch machbar. Wahrscheinlich können einigen Netzteilen sogar noch höhere Wasserstoffanteile zugemischt werden.

Steigende Wasserstoffanteile erfordern netz- und geräteseitige Anpassungen. Aufgrund der spezifischen Eigenschaften müssen bei höheren Wasserstoffbeimischungen z.B. andere Werkstoffe in Verdichtern, Heizkesseln oder Fahrzeugtanks zum Einsatz kommen. Wird Wasserstoff in einem weiteren Prozessschritt in synthetisches Methan umgewandelt, ist sogar eine unbegrenzte Beimischung ohne Geräteanpassung möglich.

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

Sensible Verbraucher müssen grundsätzlich geschützt sein. Hierbei muss zwischen technischen Regeln und ökonomisch-politischen Regeln unterschieden werden. Der DVGW ist für die technischen Parameter und deren Umsetzung zum Schutz der Verbraucher zuständig. Grundsätzlich bedarf es deshalb aus technischer Sicht keiner zusätzlichen Regelungen. Die notwendigen technischen Regelungen werden bereits im DVGW-Regelwerk verankert. Eine entsprechende gesetzliche erweiterte Zuständigkeit des DVGW-Regelwerks für Wasserstoff im EnWG ist daher schnell und rechtssicher umzusetzen, siehe Antwort zu 4.4.

Durch technische Regeln können etwa neue Systemkomponenten (u.A. Verbrennungskraftmaschinen, Heizkessel, Regelarmaturen usw.), die nicht mit höheren Wasserstoffkonzentrationen beaufschlagt werden können, vor einem vorzeitigen Austausch geschützt werden. Hierzu lassen sich Schutzanlagen in die vorhandene Gasinfrastruktur einbringen, deren Anschaffungs- und Betriebskosten geringer sind als der Austausch der zu schützenden Systemkomponenten. Diese Schutzmechanismen werden in den vom DVGW geförderten technischen Forschungsprojekten G 201914 „H2net&engines“ und G 201920 „H2Membran“ untersucht. Des Weiteren überprüfen und entwickeln die zwei vom *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* geförderten technischen Projekte „THyGA“ (Testing Hydrogen admixture for Gas Applications, Fördernummer No. 874983) und „HIGGS“ (Hydrogen in Gas Grids, Fördernummer 875091) Verfahren, die mögliche Schäden für wasserstoffempfindliche Geräte im europäischen Transport- und Verteilnetz zu vermeiden helfen.

Frage 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?*

In Deutschland wird die Einspeisung von Wasserstoff unter 10 Vol.-% derzeit für zulässig erachtet. Es sind allerdings lokale Restriktionen von gegebenenfalls betroffenen Endkunden zu beachten, die zur Senkung der zulässigen Wasserstoffkonzentration führen können (DVGW G 260 (Gasbeschaffenheit), G 262 (Nutzung erneuerbare Gase)). Diese Einschränkungen gehen aktuell voll zu Lasten des Wasserstoffeinspeisers und stellen somit einen erheblichen Unsicherheitsfaktor dar. Eine solche Einschränkung greift beispielsweise dann, wenn sich in räumlicher Nähe eine Erdgastankstelle befindet, da hier der Grenzwert für die Zumischung auf 2 Vol.-% beschränkt ist (Regelung Nr. 110 der UNECE). Darüber hinaus besteht für den Anlagenbetreiber große Unsicherheit, welche Wasserstoffmengen eingespeist werden können. Das ist abhängig vom Erdgasstrom (Erdgasnachfrage im konkreten Netzgebiet) und der sich bereits im Netz befindlichen beigemischten Wasserstoffmenge. Wenngleich hierzu eine rechtliche Einschätzung durch die BNetzA aus dem Jahr 2011 existiert, ist aus Sicht des DVGW auch eine entsprechende gesetzliche Regelung erforderlich.

Würde das Risiko – anders als bei Wind und Photovoltaik in der Vergangenheit – vollumfänglich beim Produzenten liegen, würde dies das ohnehin unrentable Geschäftsfeld weiter erschweren. Entscheidend ist daher die Frage, wer das Risiko für die Unsicherheit trägt. Denkbar ist einerseits, dass der Netzbetreiber dem Power-to-Gas-Anlagenbetreiber vertraglich eine Mindesteinspeisemenge Wasserstoff zusagt. Werden weitere Einspeisebegehren im eigenen Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers an diesen herangetragen, kann er die ggf. verbleibende Kapazität bestimmen, sodass bereits vorhandene Einspeisung im vereinbarten Umfang weiter möglich bleibt. Der Netzbetreiber trägt in diesem Falle ‚nur‘ dann die Risiken, wenn z.B.

aus vorgelagerten Netzen die zulässige Wasserstoffbeimischung bereits erreicht und weitere Wasserstoffeinspeisung nicht möglich ist oder der Erdgasstrom geringer als erwartet ist. Der Netzbetreiber kann demzufolge – im Gegensatz zum Netzkunden – einen Teilbereich der Risiken steuern. Andererseits könnte das Risiko auch vom Power-to-Gas-Anlagenbetreiber getragen werden. In diesem Falle wird eine maximale Zumischgrenze (z.B. 9,99 Vol.-%) vereinbart. Ist diese erreicht, weil dem Erdgas bereits Wasserstoff zugemischt wurde, so darf der Betreiber nicht einspeisen. Ist die Konzentration noch nicht erreicht, so kann der Anlagenbetreiber anteilig einspeisen.

In Konkurrenzsituationen wird aktuell der Prioritätsgrundsatz angewendet, d.h. der frühere Antragsteller wird gegenüber späteren Antragstellern bevorzugt. Das gleiche Prinzip nutzen auch Genehmigungsbehörden für Windenergieanlagen (OVG Münster, 2019, S. Rdnr. 54ff).

Weiter ist fraglich, ob der Netzbetreiber das Anschlussbegehren mit Verweis auf das Prioritätsprinzip (s.o.) ablehnen kann. Wird ein Anschlussbegehren zur Einspeisung von Wasserstoff gestellt und die benötigte Aufnahmekapazität fehlt, so begründet der Netzbetreiber dies gesondert, siehe § 17 Abs. 2 EnWG. Eine Ausbaupflicht wird regelmäßig verneint unter Abwägung des bedarfsgerechten vs. wirtschaftlichen Ausbaus, sodass der Netzbetreiber den Anschluss ablehnen kann, siehe § 17 Abs. 2 EnWG. Selbst für erneuerbaren Wasserstoff wird im Moment ähnlich argumentiert, obwohl die wortwörtliche Auslegung des Gesetzes Anderes impliziert. Letztlich verändert Wasserstoff die Gasbeschaffenheit und hierauf kann die Ablehnung des Netzanschlusses gestützt werden (IKEM – „Rechtsrahmen für ein H₂-Teilnetz“, 2019, S. 50f), siehe § 33 Abs. 8 GasNZV. Eine Ablehnung aufgrund der Gasbeschaffenheitsparameter läuft im Ergebnis ebenfalls darauf hinaus, dass das Prioritätsprinzip greift. Es ist demnach zu erwarten, dass der Netzanschluss (und darüber auch der Netzzugang) beantragter und genehmigter Anlagen – in gegebenen Grenzen – geschützt wird und damit die Risiken des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers in puncto Einspeisung gemindert sind.

Ferner gilt es anzumerken, dass die Technischen Regeln des DVGW derzeit überarbeitet werden. Das Arbeitsblatt G 260 mit einer neuen fünften Gasfamilie 'Wasserstoff' befindet sich bereits im internen Freigabeprozess. Die Entwurfsveröffentlichung soll im September 2020 erfolgen. Das DVGW-Merkblatt G 265-3 zu Wasserstoffeinspeiseanlagen von Mai 2014 ist derzeit in der Überarbeitung und wird voraussichtlich Anfang 2021 als Gelbdruck zum Arbeitsblatt erscheinen. G 265-2 zum Betrieb von Biogasanlagen, welche den Betrieb von Wasserstoffeinspeiseanlagen jetzt ebenfalls umfassen wird, wurde umfassend überarbeitet und befindet sich im internen Freigabeprozess. Für das Arbeitsblatt G 265-1 für Biogasanlagen, welches ebenfalls die Grundlage für G 265-3 ist, ist eine umfassende Überarbeitung im Jahr 2021 geplant. Zudem müssen weitere Technische Regeln zum Umgang mit Wasserstoff erarbeitet werden. Im Normalfall können jedoch die langjährigen Erfahrungen der Branche hinsichtlich der Erdgasnetze aufgrund der chemischen Eigenschaften mit Anpassungen übernommen werden. Des Weiteren eignen sich internationale Normen als mögliche Vorlagen.

II. Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft

Frage 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 Wasserstoffherzeugung? 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 DVGW sind die hier abgebildeten Szenarien unzulänglich, da der Wärmemarkt keine Berücksichtigung findet. Dabei sehen sowohl die "Gas 2030"-Strategie des BMWi als auch die Nationale Wasserstoff-Strategie (NWS) der Bundesregierung die Anwendung von Wasserstoff im Wärmemarkt dezidiert vor. Es bedarf daher eines neuen Zielszenarios, in dem der politische, artikuliert Wille zur hohen Bedeutung von Wasserstoff im Wärmesektor deutlich berücksichtigt wird. Aufbauend auf Infrastrukturszenario III würde ein solches neues Zielszenario IV engmaschige Verteilernetze sowie überregionale Transportnetze vorsehen, welche die flächendeckenden Verteilernetze bedienen, an die die Endabnehmer aus den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr angeschlossen sind.

Die Industrienation Deutschland wird auch 2050 aufgrund der hohen Zunahme des Wasserstoffverbrauchs in den genannten Sektoren und der Stromerzeugung auf eine engmaschige Gasverteilinfrastruktur angewiesen sein. Dafür spricht einerseits der Gasbedarf Deutschlands, der sich im Jahr 2020 auf insgesamt 980 TWh (bezogen auf den Heizwert) beläuft. Laut des Szenario-Rahmens des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 wird sich der Gasbedarf bis 2050 auf insgesamt 1.159 TWh erhöhen. Dies entspricht einem prozentualen Zuwachs von 18% gegenüber dem Jahr 2020. Andererseits ist dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur von 2018 zu entnehmen, dass etwa 80% des in Deutschland verwendeten Gases in den Verteilernetzen ausgespeist wird. Hierdurch wird die herausragende Bedeutung der Gasverteilernetze für Deutschland ersichtlich. Auch gilt es darauf hinzuweisen, dass laut des Monitoringberichts ca. 95% der an das Gasnetz angeschlossenen Industriekunden an das Verteilernetz angeschlossen sind. Mehr als die Hälfte der Gasmengen für die Großindustrie wird über das Verteilernetz bezogen. Der weit überwiegende Teil der Verbraucher ist demnach an die Gasverteilernetze mit einem Druck von bis zu 25 bar angeschlossen. Das laufende DVGW-Forschungsprojekt "Roadmap Gas 2050" (Abschluss 2022) wird einen detaillierten Fahrplan der Transformation der Erdgasinfrastruktur und eines dezidierten Gasbedarfs bis 2050 aufzeigen.

Damit das oben genannte Zielszenario IV, in dem die herausragende Bedeutung des Wärmesektors berücksichtigt wird, erreicht werden kann, muss die Infrastruktur sukzessive für Was-

Wasserstoff ertüchtigt werden. Wie unter Frage 1.1 skizziert, wird in der Übergangsphase einerseits reiner Wasserstoff zunächst über das Gastransportnetz direkt zu großen industriellen Abnehmern transportiert. Entwürfe für ein frühes Wasserstoff-Backbonenetz wurden bereits durch die Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) vorgestellt, siehe 2.3. Andererseits werden parallel dazu im Gasverteilnetz sowohl Inselnetze für reinen Wasserstoff entstehen, als auch Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur eingespeist. Dies ergibt sich auch aus der Allokation von Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff, siehe Antwort zu 5.8. In der Anfangsphase wird ein erheblicher Teil der Wasserstoffinseln im Verteilnetzbereich neu zu bauen sein, da auf Verteilnetzebene zunächst kein flächendeckendes Umwidmungspotenzial besteht. Zusätzlich zur Beimischung von CO₂-freiem Wasserstoff müssen die Verteilnetze zur sukzessiven Dekarbonisierung insb. des Wärmemarktes ebenfalls für die Aufnahme von grüner werdendem Erdgas-äquivalentem Gas (basierend auf Erdgas, Biogas und perspektivisch ggfs. synth. Methan) ertüchtigt werden.

Im weiteren Schritt ist davon auszugehen, dass es zu einer Verbindung von lokalen Inselnetzen sowie der Entstehung grenzüberschreitender Transportnetze kommen wird, um den zunehmenden Wasserstoffbedarf zu decken. Mittelfristig ist in Abhängigkeit von der technologischen Entwicklung der Anlagentechnik und der Marktentwicklung auch eine starke regionale Ausdifferenzierung der Verteilnetze, bis hin zu reinen Wasserstoffverteilnetzen nicht auszuschließen.

Auch Wasserstoffspeicher werden zukünftig in großem Stil erforderlich sein. Aufgrund der geographischen Lage Deutschlands und den hohen bestehenden Speicherkapazitäten für Erdgas wird den deutschen Speicherbetreibern voraussichtlich eine Schlüsselfunktion im europäischen Wasserstoffsystem zukommen.

Frage 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?*

Aus Sicht des DVGW werden den Transportleitungen folgende Funktionen zukommen:

- Import von Wasserstoff;
- Überregionale Vernetzung von Verbrauchern und Erzeugern von Wasserstoff;
- Vernetzung der Verteil- und Inselnetze;
- Versorgung von Großabnehmern aus den Sektoren Industrie, Strom und Wärme;
- Versorgung der Verteilnetze;
- Kopplung von Strom- und Gas-Netzen auf Transportebene.

Bei den Verteilnetzen (Betriebsdrücke bis 16 bar [i.d.R.] bzw. bis zu 25 bar) sehen wir folgende Aufgaben:

- Aufnahme von lokaler Wasserstoffproduktion;
- Versorgung der Sektoren Wärme, Industrie und Mobilität, die einen deutlich überwiegenden Teil der Verbraucher ausmachen; Gewerbliche und häusliche Verbraucher findet man insbesondere in Verteilnetzen mit geringeren Drücken;
- Vernetzung von lokalen Inseln;
- Kopplung von Strom- und Gas-Netzen auf Verteilnetzebene.

Für den Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes können bestehende Erdgastransportleitungen umgestellt werden, um die bestehenden Werte der Netze zu nutzen und Anfangsinvestition für den Wasserstofftransport zu schmälern. Gegenüber Tanklastwagen oder entsprechend ausgerüsteten Eisenbahnkesselwagen bieten Rohrleitungen den Vorteil, deutlich größere Volumina zu transportieren und unabhängig von Verkehr und Schienennutzungsplänen nutzbar zu sein. Der DVGW erarbeitet derzeit ein Merkblatt für die Umstellung von Gastransportleitungen auf Wasserstoff (G 409). Eine Veröffentlichung ist für den September 2020 avisiert. Bis zur Veröffentlichung eines Merkblatts für Verteilnetze ist eine sinngemäße Übertragbarkeit für Verteilnetze aus Stahl möglich. Wie unter 1.1 aufgeführt, wird es auch auf Verteilnetzebene reine Wasserstoffleitungen geben.

Power-to-Gas-Anlagen werden – abhängig von der Anlagenkapazität – an Transportnetze, aber auch Verteilnetze angeschlossen. Verteilnetze bleiben damit die Verbindung zwischen Gastransportnetz und Endverbraucher; durch die Einspeisung von Wasserstoff auf Verteilnetzebene werden sie zusätzlich auch eine wesentliche Verbindungsfunktion zwischen Produktion und Endverbraucher einnehmen.

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

Wie die Nationale Wasserstoff-Strategie (NWS) und der BMWi-Dialogprozess “Gas 2030” bereits treffend darlegen, wird es zu grenzüberschreitendem Transport von Wasserstoff kommen. Denn obwohl das heimische Erzeugungspotenzial von grünen (erneuerbaren) Gasen bei rund 410 TWh im Jahr 2050 liegt und somit signifikant ist,² wird dies langfristig zur Deckung des Wasserstoff-Bedarfs voraussichtlich nicht ausreichen, siehe Antwort zu 2.1. Dies verdeutlicht, dass es unter Nutzung des europäischen Binnenmarktes und der existierenden grenzüberschreitenden Netzstrukturen zukünftig zwingend einen grenzüberschreitenden Wasserstofftransport geben muss, um die benötigten Wasserstoffmengen zu importieren.^{3 4 5}

In diesem Kontext haben elf europäische Transportnetzbetreiber (FNB) im Zuge der Europäischen Wasserstoff-Strategie bereits einen gemeinsamen Ansatz für ein europäisches Wasserstoff-Backbone erarbeitet, das mit einem Großteil an Bestandsleitungen und damit vergleichsweise geringen Kosten implementiert werden kann. Demnach soll bis 2030 sukzessiv ein etwa 7.000 km langes Transportnetz ausgebaut werden, welches zunächst Wasserstoff-Inselnetze miteinander verbindet. Anschließend soll das Netz bis 2040 auf 23.000 km Länge anwachsen. Parallel dazu soll ein reines (Bio-)Methannetz bestehen.⁶ Zudem ist die Umwid-

² Navigant/Ecofys, *Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem*, beauftragt durch den DVGW, Februar 2019.

³ European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, Juli 2020, online: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865942/EU_Hydrogen_Strategy.pdf].

⁴ Gasunie/TenneT, *Infrastructure Outlook 2050*, Februar 2019, online: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf]. Folgestudie Pathways to 2050, Februar 2020, online: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2020/200204_Phase_II_Project_report.pdf].

⁵ Gasunie Deutschland, Thyssengas und TenneT haben das Reallabor-Projekt ELEMENT EINS gestartet, welches das Potenzial der Power-to-Gas-Technologie für die Sektorkopplung untersucht. Mehr Informationen online: [<https://www.element-eins.eu/ziele.html>].

⁶ OGE, ONTRAS, et al., *European Hydrogen Backbone*, Juli 2020, online: [https://www.ontras.com/fileadmin/Dokumente_Newsroom/Presseinformationen/20200715_European_Hydrogen_Backbone_Report.pdf].

mung freiwerdender L-Gas-Leitungen aus den Niederlanden hinsichtlich grenzüberschreitenden Wasserstoff-Transports mit zu berücksichtigen. Und auch die Beimischung von Wasserstoff in Erdgastransportnetze stellt in der Übergangsphase hin zu reinen Wasserstoffnetzen aus Sicht des DVGW ein realistisches Szenario dar.

Für grenzüberschreitende Wasserstoffnetze muss zudem ein Einverständnis über mögliche Konzentrationen und Wasserstoffqualitäten sowie die technischen und legislativen Voraussetzungen dafür geschaffen werden. Schon heute sind solche Wasserstoffnetze theoretisch mit Österreich und den Niederlanden möglich. Im Falle, dass Wasserstoff in Europa flächendeckend genutzt wird, wäre Deutschlands Lokation für den Transit von Wasserstoff, wie auch jetzt schon für Erdgas, unerlässlich. Beimischungsgrenzen müssten dafür gesamtheitlich europäisch abgestimmt werden. Einen ersten Ansatz auf europäischer Ebene bietet die [Marcogaz-Infografik](#), die die gesamte Gaskette betrachtet, sowie der technische CEN-Bericht, der aktuell durch CEN/TC 234 erarbeitet wird und die Wasserstoffverträglichkeit der gesamten Gasinfrastruktur bis zum Hausanschluss betrachtet (Fertigstellung voraussichtlich Q1/2021).

Frage 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)?*

Der Auf- bzw. Umbau der bestehenden Gasinfrastruktur ist aus Sicht des DVGW technisch möglich und im Sinne der Transformation hin zu grünen Gasen dringend geboten. Dazu bedarf es jedoch eines ausreichenden Planungsvorlaufes. Daher sollten zunächst die Infrastrukturbetreiber tätig werden dürfen, um die Infrastruktur zur Bedienung der Nachfrageseite ertüchtigen zu können. Der DVGW empfiehlt Betreibern von Gasinfrastruktur, eine flächendeckende und proaktive Transformation zügig zu initiieren, da ein verzögerter Transformationsbeginn nicht nur zu erheblichen Mehrkosten führen würde,⁷ sondern auch die sich abzeichnende hohe Nachfrage nach Wasserstoff nicht ausreichend bedient werden könnte.

Treiber auf der Angebotsseite werden auf Verteilnetzebene voraussichtlich zunächst lokale Betreiber von Elektrolyseuren sein, die grünen Wasserstoff in das Verteilnetz beimischen oder reine Inselnetze auf Verteilnetzebene versorgen. Im Transportnetzbereich werden in der Anfangsphase voraussichtlich größere Elektrolysebetreiber tätig werden, die off- und on-shore produzierten grünen Wasserstoff in reine Wasserstofftransportnetze speisen, siehe dazu auch die Antwort zu 5.8. Auch die Produktion und der grenzüberschreitende Transport von blauem und türkischem Wasserstoff sind aufgrund der geringeren Gestehungskosten in der Anfangsphase realistisch.

Treiber auf der Nachfrageseite werden im Bereich des Verteilnetzes in der Anfangsphase primär der Wärmemarkt sowie gewerbliche Abnehmer sein, da die bestehenden Geräte bereits aufnahmefähig für Wasserstoffbeimischungen sind, siehe Antwort zu 2.1 sowie 5.8. Mit Blick auf die Transportnetze dürften in der Anfangsphase hingegen zunächst einzelne große indust-

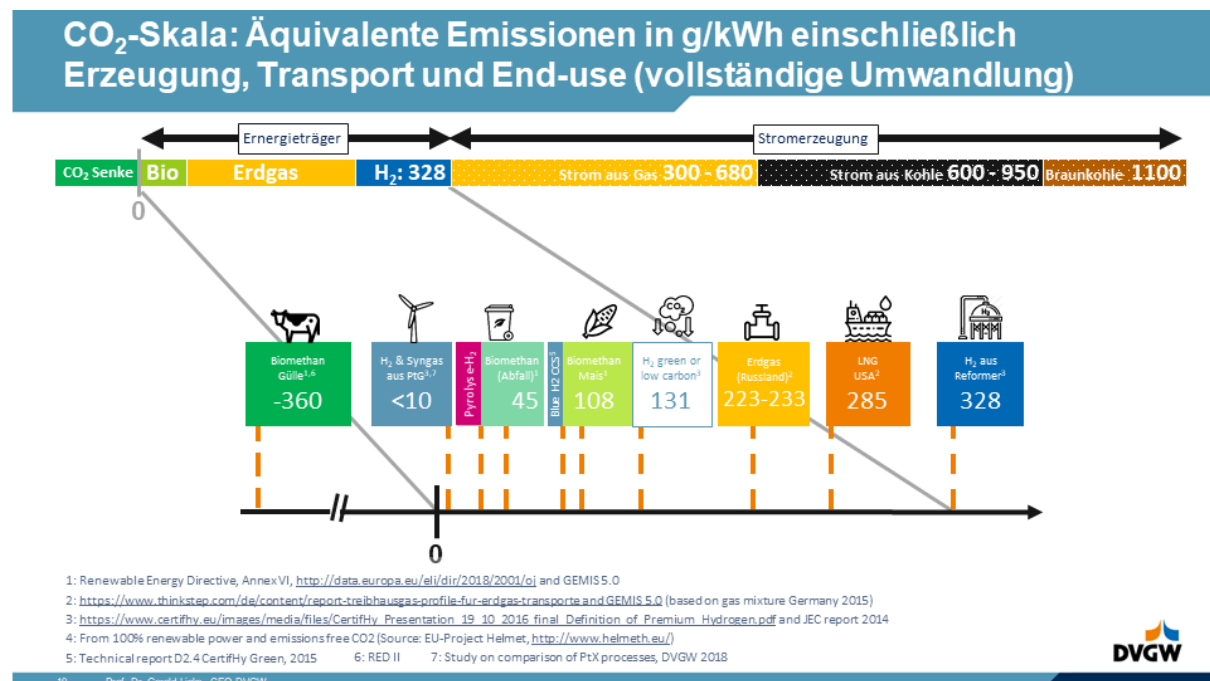
⁷ DVGW, *Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21*, November 2018.

rielle Betriebe zu den Abnehmern gehören. Doch auch mit Blick auf die Treiber gilt es zu betonen, dass sich Angebot und Nachfrage erst durch die Ertüchtigung der Infrastruktur bilden werden.

Frage 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?*

Voraussetzung für die Entstehung eines Wettbewerbs ist zunächst, dass CO₂-freier Wasserstoff durch den Gesetzgeber vollumfänglich und sektorübergreifend anerkannt wird. Dies schafft die notwendige Planungssicherheit für die verschiedenen Anwendungssektoren.

Gerade in der Übergangsphase werden sich Erdgas, Biogas und Wasserstoff aufgrund geringer Wasserstoffmengen komplementieren müssen. Ein Wettbewerb aus Klimaschutzgründen lässt sich seitens des Gesetzgebers schließlich über den CO₂-Footprint der unterschiedlichen Gase anreizen. Der Wettbewerb sollte dabei aus Sicht des DVGW technologie-neutral ausgestaltet sein. So könnte etwa die Absenkung von Emissionsbenchmarks die Entwicklung von CO₂-freien Erzeugungstechnologien fördern. Auch Programme wie die durch die Bundesregierung geplanten „Carbon Contracts for Difference“ oder eine Befreiung des EE-Stroms für Elektrolyse von der EEG-Umlage werden zur Entstehung eines Marktes führen. Eine Übersicht verschiedener Erzeugungstechnologien und deren CO₂-Footprints findet sich in der nachfolgenden Grafik:



III. Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze

Frage 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?

Aus Sicht des DVGW sprechen sowohl technische als auch ökonomische Aspekte für die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze. Auf technischer Seite gilt es zu konstatieren, dass das regulierte deutsche Gasversorgungsnetz die weltweit höchsten technischen (Sicherheits-)Standards aufweist. Dies belegen etwa die durch die BNetzA veröffentlichten SAIDI-Kennzahlen, die für deutsche Gaskunden nur äußerst geringe Versorgungsunterbrechungen von unter einer Minute pro Jahr ausweisen. Das deutsche Gasnetz zeichnet sich zudem durch einen geringen Wartungsbedarf aus, wie entsprechende Statistiken des DVGW seit 1980 belegen. Überdies hinaus gilt es anzumerken, dass aufgrund der hohen technischen Verfügbarkeit und Dichtheit des deutschen Gasversorgungsnetzes auf die Einführung eines Qualitätselementes Gas in Absprache mit der BNetzA verzichtet werden konnte. Der DVGW konnte sich mit dem Regulierer darauf einigen, die Kennziffern zu monitorieren. Ein Qualitätselement wäre erst dann einzuführen, wenn aufgrund der Kostenregulierung erkennbar wäre, dass das Qualitätsniveau absinkt. Um während der Transformation von Erdgas hin zu Wasserstoff dieses hohe Maß an technischer Sicherheit sowie Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, hält der DVGW eine Regulierung von Wasserstoffnetzen für zielführend.

Auch aus ökonomischer Sicht ist eine Regulierung zwingend notwendig. Dafür spricht einerseits, dass es nach einhelliger Meinung der Fachwelt zu vermaschten Wasserstoffnetzen mit unterschiedlichen Einspeisern und Abnehmern sowie Händlern kommen wird. Andererseits ist eine Regulierung ebenfalls notwendig, um Restriktionen im bestehenden Rechtsrahmen anzupassen, die sich auf die Wasserstoffherkunft beziehen und dem Markteintritt von EE-Gasen und Wasserstoff entgegenstehen. Es ist für den nachhaltigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zielführend und geboten, Wasserstoff in die bestehende und erprobte Systematik der Gas-Regulierung aufzunehmen.

Aus Sicht des DVGW sollte darauf geachtet werden, eine dynamische Regulierung einzuführen, die eine sukzessive Ausgestaltung entsprechend der technologischen Entwicklung des Wasserstoffmarktes ermöglicht. Die bestehende Regulierung von Methanetzen könnte mit punktuellen Veränderungen ein Ausgangspunkt für eine Regulierung von Wasserstoffnetzen sein. Eine regelmäßige Evaluation der Regulierung würde es ermöglichen, flexibel auf Anpassungsbedarfe zu reagieren.

Auch die Einführung einer Regulierung für Power-to-Gas-Anlagen ist nach Auffassung des DVGW dann sinnvoll, wenn Power-to-Gas- und Gas-to-Power-Anlagen als sektorkoppelnde,

und damit netzdienliche Anlagen eingesetzt werden und so technisch als Teil des Netzes betrachtet werden können. Wenn Power-to-Gas- und Gas-to-Power-Anlagen technisch zwei regulierte Infrastrukturen zu einer gemeinsamen Infrastruktur verbinden, können sie als gemeinsam regulierte Infrastruktur betrachtet werden und der regulierten Infrastruktur zugeordnet werden. Derartig genutzte Power-to-Gas-Anlagen wären in einem solchen Regulierungsregime nicht mehr Teil des Marktes. Ein Geschäftsmodell für Lieferanten von klimaneutralen Gasen durch den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen würde dann entfallen, wenn diese netzdienlich eingesetzt werden. Es muss dennoch möglich sein, nicht-netzdienliche und somit rein marktliche Power-to-Gas-Anlagen zu betreiben, die allein auf die Produktion und Einspeisung grüner Gase ausgerichtet sind und somit keiner Regulierung bedürfen.

Die Aufnahme netzdienlicher Power-to-Gas-Anlagen in die Regulierung würde einen Paradigmenwechsel in der Regulierung von Strom- und Gasnetzen bedeuten. Insbesondere dann, wenn die sektorenkoppelnden Betriebsmittel aus volkswirtschaftlicher Sicht als natürliches Monopol qualifiziert werden können und sollten, ist ein derartiger Paradigmenwechsel in der Regulierung angezeigt. Dies könnte sich z.B. langfristig in einem fast vollständig klimaneutralen Energiesystem ergeben. Werden die Strom- und Gasnetz koppelnden Betriebsmittel Teil der regulierten Infrastruktur, können Strom- und Gasnetzbetreiber ihre Investitionsaufwendungen für derartige Anlagen, z.B. kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung oder kalkulatorische Abschreibungen, über Netzentgelte finanzieren. Die Grundsätze für Netzentgelte, insbesondere auch an der Schnittstelle zwischen Strom- und Gasnetzbetreibern, wären entsprechend zu klären. Knappe Konversionskapazitäten von Strom zu Gas oder Gas zu Strom könnten, analog zu knappen Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen im Strommarkt heute, diskriminierungsfrei per Auktion den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden.

Frage 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).*

Es wird gerade in der Anfangsphase vorkommen, dass die zur Verfügung stehenden Wasserstoffmengen mancherorts zu gering sind, um den Betrieb von reinen Wasserstoff-Leitungen zu ermöglichen. In diesen Fällen wird es, wie unter 1.1 skizziert, zu Beimischungen von Wasserstoff in Erdgasleitungen auf Verteilnetzebene und in Teilnetzen auf der Fernleitungsebene kommen. Eine Regulierung sollte daher auch Kosten für Mischnetzumbauten wälzbar machen.

Ein weiteres Hemmnis liegt in der Gesamtfinanzierung des Infrastrukturumbaus, siehe Antwort zu 6.1.

Beim Netzanschluss von Wasserstoffprojekten muss (analog zum Biomethan) die wirtschaftlich zumutbare Grenze für den Netzbetreiber festgelegt werden. Bei einer zu großen Entfernung zu einem Wasserstoffnetz muss der Nutzen abgewogen und geprüft werden, ob eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber entsteht.

IV. Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze

Frage 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?*

Aus Sicht der technischen Sicherheit der Netze hat sich das EnWG sehr bewährt und im Zusammenspiel mit der technischen Selbstverwaltung zu niedrigsten Schadens- und Unfallzahlen geführt. Daher sieht der DVGW die Erweiterung des EnWG auf Wasserstoff als sachlogisch richtigen Schritt an.

Sowohl im Rahmen des Projektes "Gasdialog 2030" als auch im Rahmen des Projektes Nationale Wasserstoff-Strategie (NWS) kommt nach Einschätzung des BMWi der Erzeugung, dem Transport und der Nutzung von Wasserstoff für eine dem Klimawandel entgegenwirkende Gas- und Energiepolitik eine immer größere Bedeutung zu. Um dieser Zielstellung Rechnung zu tragen, will der DVGW sein technisches Regelwerk umfassend fortentwickeln. Dabei werden insbesondere die Erzeugung, Einspeisung, Beimischung, der Transport und die Speicherung von Wasserstoff in den Blick genommen. Für die hierfür erforderlichen technischen Komponenten besteht aktuell kein technisches Regelwerk. Diese Lücke will der DVGW schließen und damit die Grundlage dafür schaffen, dass die bestehende Gasinfrastruktur durch eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils in ein zunehmend emissionsneutrales Energiesystem überführt werden kann. Hierfür bedarf es eines zukunftsweisenden Systems Technischer Regeln, das nicht nur die gesamte Power-to-Gas-Prozesskette abdeckt, sondern auch andere innovative Gaseinspeise- und Gasverwendungsoptionen, etwa aus Pyrolyse erzeugten Wasserstoffes. Zudem sollen Leitungen, die nur für Wasserstoff verwendet werden, von den neu entwickelten Standards profitieren.

Um dieser Aufgabe gerecht werden zu können, hält es der DVGW für erforderlich, dass Wasserstoff in all seinen Erzeugungsformen und sowohl als Beimischung als auch beim alleinigen Transport/Verteilung in Gasleitungen in den Regelungsbereich des § 49 EnWG aufgenommen wird.

Der DVGW erstellt technische Regeln für Energieanlagen im Sinne des EnWG,⁸ die die Vermutungswirkung des § 49 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG entfalten. Nach aktueller Rechtslage umfasst der Gasbegriff ausdrücklich Wasserstoff, der durch Elektrolyse erzeugt wird. Sie lässt bedauerlicherweise offen, ob auch Wasserstoff aus anderen Erzeugungsformen Energie im Sinne des EnWG ist. Hierdurch entsteht eine Unsicherheit bez. der Anwendung des EnWGs und des technischen Regelwerkes, wenn Wasserstoff aus anderen Erzeugungspfaden eingespeist wird.

Wir schlagen daher folgende Anpassungen des EnWG zur Klarstellung vor:

1. Anpassung Begriff „Gas“ (§ 3 Nr. 19a EnWG)

In erster Linie sollte der Gasbegriff aus Gründen der Klarstellung erweitert werden. Dies könnte durch folgende Anpassung von § 3 Nr. 19a EnWG erfolgen:

⁸ Der Geltungsbereich der DVGW-Regelsetzung umfasst die gesamte Gaskette, von der Erzeugung bis einschließlich den Gebrauchseinrichtungen.

§ 3 Nr. 19a EnWG wird wie folgt neu gefasst:

„Gas

Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, ~~wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden,~~ Wasserstoff, ~~der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist,~~ und synthetisch erzeugtes Methan, das ~~aus durch wasserelektrolytisch erzeugten~~ Wasserstoff ~~durch und anschließende~~ Methanisierung hergestellt worden ist,“

Die vorgeschlagene Anpassung würde dazu führen, dass Wasserstoff – unabhängig von der Herstellungsmethode – in den Anwendungsbereich des EnWG fällt und – sofern die weiteren tatbestandlichen Voraussetzungen von § 49 Abs. 2 EnWG erfüllt sind – von der Normsetzungskompetenz des DVGW erfasst ist. „Biomethan“, „Deponiegas“, „Klärgas“ und „Grubengas“ gelten im EnWG als „Biogas“ (vgl. § 3 Nr. 10c EnWG) und unterfallen damit nach wie vor der „Gas“-Definition in § 3 Nr. 19a EnWG.

Die Anpassung des „Gas“-Begriffs in § 3 Nr. 19a EnWG (s.o.) führt auch dazu, dass nicht nur gemischt genutzte, sondern auch reine Wasserstoffinfrastruktur dem Begriff Gasversorgungsnetz unterfallen. Dies kann in bestimmten Fällen dazu führen, dass reine (ausschließliche) Wasserstoffinfrastruktur der Regulierung unterfällt. Dies bedeutet im Ergebnis aber keine unangemessene Belastung für unternehmenseigene Wasserstoffleitungen. Denn diese können als Kundenanlage i.S.v. § 3 Nr. 24a/b EnWG behandelt werden mit dem Ergebnis, dass sie weiterhin nicht der Regulierung unterliegen.

2. Anpassung Begriff „Fernleitung“ (§ 3 Nr. 19 EnWG)

Im Hinblick auf die Anpassung des „Gas“-Begriffs wird vorgeschlagen, auch den Begriff „Fernleitung“ weiterzuentwickeln, um sicherzustellen, dass auch Fernleitungsnetzbetreiber Wasserstoffleitungen und -netze betreiben können. Dies könnte durch folgende Anpassung erreicht werden:

§ 3 Nr. 19 EnWG wird wie folgt angepasst:

„Fernleitung

der Transport von **ErdGas** durch ein Hochdruckfernleitungsnetz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Versorgung der Kunden selbst,“

Durch die Anpassung wird klargestellt, dass auch Ferngasleitungen, in denen ausschließlich Wasserstoff transportiert wird, in den Anwendungsbereich des EnWG fallen.

Die beiden vorstehend dargestellten Anpassungen lassen sich mit geringem Anpassungsbedarf schnell in das EnWG umsetzen. Darüber hinaus würden durch die Anpassungen die Grundprinzipien des EnWG nicht berührt. Negative Auswirkungen für die Branche oder die Industrie wären nicht zu befürchten. Gleichwohl könnte ein entscheidender Impuls für die Dekarbonisierung der Gasversorgung gesetzt werden. Es handelt sich also um eine gesetzgeberische Maßnahme mit wenig Aufwand und großer positiver Wirkung.

Frage 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?*

Die technisch notwendigen Regelungen werden bereits sehr gut über die technische Selbstverwaltung abgedeckt. In diesem Kontext entwickelt der DVGW derzeit Regeln für die Umstellung von Gasnetzen auf Wasserstoffnetze, u.a. das DVGW-Merkblatt G 409 für die Umstellung von Transportleitungen. Viele DVGW-Regeln für Erdgas können mit Anpassungen für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff verwendet werden. Somit kann die jahrzehntelange Erfahrung des Gasfaches genutzt werden (siehe auch Erwähnung weiterer DVGW-Regeln in den anderen Antworten). Das DVGW-Regelwerk für Gas steht für Kosteneffizienz und technische Sicherheit.

V. Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen

Frage 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?*

Der DVGW spricht sich hinsichtlich des Transports und der Verteilung von CO₂-freiem Wasserstoff für einen technologieoffenen und diskriminierungsfreien Ansatz aus. Voraussetzung für Transport und Verteilung der in der NWS vorgesehenen Mengen von CO₂-freiem Wasserstoff ist zunächst die Ertüchtigung der Infrastruktur. Ein Einspeisevorrang ist zunächst nicht notwendig. Im Sinne der Zielstellung, die CO₂-Emissionen durch eine Dekarbonisierung der Energie- und Rohstoffversorgung zu minimieren, würde ein Einspeisevorrang allenfalls dort sinnvoll sein, wo andernfalls verfügbare CO₂-freie Energie nicht genutzt werden kann und verloren geht. Alleinige Richtgröße muss die Minimierung der CO₂-Emissionen sein, unabhängig von der Technologie der Erzeugung.

Es gilt zudem konzeptionell zu unterscheiden zwischen einem Einspeisevorrang und einer Abnahmepflicht von CO₂-freiem Wasserstoff. Letztere lehnt der DVGW ab, da sowohl für Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen als auch von Mischnetzen die große Gefahr einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit in Verbindung mit betriebshinderlichen Auswirkungen auf die Gasbeschaffenheit zu erwarten ist.

Die Wasserstoffkonzentration bei einigen Gasanwendungen, vor allem im industriellen und gewerblichen Bereich, ist zu begrenzen. Eine Überwachung der Wasserstoffkonzentration muss technisch analog der Brennwertverfolgung beim Netzbetreiber erfolgen. Dabei spielt die Herkunft bzw. der Erzeugungsprozess des Wasserstoffes netztechnisch keine Rolle. Die brenntechnischen Eigenschaften von Gasen der zweiten (Erdgas, SNG, Biogas) und fünften Gasfamilie (Wasserstoff Gruppe A und D) sind entsprechend des DVGW-Arbeitsblattes G 260 (Gasbeschaffenheit) einzuhalten.

Frage 2: *Sollte auch ein Einspeisevorrang für bestimmte Erzeugungsarten von Wasserstoff bei den heute bereits bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen geschaffen werden? Oder sollte es hier Ausnahmeregelungen geben?*

Ein Einspeisevorrang für CO₂-armen Wasserstoff bei bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen wäre als Alternative zu einer CO₂-Bepreisung, verbunden mit Ursprungs- und Herkunftszertifikaten, dann denkbar, wenn die technischen Voraussetzungen dafür bestehen. Ob dies jedoch ein probates Mittel zur Reduzierung von Emissionen im Industriesektor darstellt, sollte die Bundesregierung im Dialog mit dem Industriesektor und den Leitungsbetreibern erütern.

Frage 3: *Sind weitere differenzierende Regeln zur Privilegierung unterschiedlicher Wasserstoffarten notwendig? Wenn ja, nach welchen Kriterien?*

Da sich Technologien dynamisch weiterentwickeln, muss eine Regulierung technologieoffen am Ziel der CO₂-Minimierung orientiert sein. Ein entsprechend zertifizierter, auf den CO₂-Footprint der gesamten Erzeugungskette ausgerichteter, europaweit anerkannter Herkunftsnachweis kann hierbei zielführend sein. Derzeit werden die normativen Grundlagen dazu auf europäischer Ebene geschaffen. Neben Elektrizität sollen auch Vorgaben für den Herkunftsnachweis für alle gasförmigen Energieformen (Erdgas, Biogas, Wasserstoff und deren Mischformen), aber auch für Kälte und Wärme gemacht werden. Staatliche Register und ein Zertifikatshandel werden nachgelagert in den einzelnen Mitgliedsstaaten ab 2021 umgesetzt.

Frage 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?*

Um die Energieinfrastrukturen optimal und kosteneffizient planen und entwickeln zu können, bedarf es schon heute der engeren Verzahnung der NEPs Strom und Gas. Ein weiterer NEP Wasserstoff würde zu zusätzlichem Verzahnungsaufwand führen und die Gefahr von Ineffizienzen auf der Infrastrukturseite erhöhen. Voraussichtlich werden die Betreiber der Gasnetze auch die Betreiber der ersten Wasserstoffnetze sein. Daher ist aus Sicht des DVGW eine Integration des Wasserstoffs in den NEP Gas zielführend.

Sofern nicht nur der Betrieb von Erdgasleitungen mit Wasserstoff-Zumischungen, sondern auch reine Wasserstoffnetze in den Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes fallen, ergeben sich Voraussetzungen für einen regulierten Betrieb. Die Netze müssten einer langfristigen Investitionsplanung über das Instrument der Netzentwicklungsplanung unterzogen werden. Der NEP Gas muss daher zukünftig um folgende Aspekte erweitert werden: Wasserstoff-Zumischungen und reine Wasserstoffnetze. Hierdurch wird eine bedarfsorientierte und wirtschaftliche Betrachtung ganzheitlich sichergestellt. Ein singulärer NEP Wasserstoff kann das nicht sicherstellen. Allerdings ist es ebenso notwendig, einen ganzheitlichen Szenariorahmen für die Gas- und Strominfrastrukturen aufzustellen. Ein kontinuierlicher Abgleich zwischen den Netzentwicklungsplänen für Elektrizitäts- und Gasversorgungsinfrastrukturen ist unabdingbar.

Frage 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?*

Bei der Allokation von Elektrolyseanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff ist darauf zu achten, dass ein erheblicher Teil der Anlagen dezentral und somit in kleinskaligeren Einheiten auf regionaler Ebene in der Nähe der Gasverteilnetze und EE-Stromerzeugungsanlagen installiert werden. Auf diese Weise ist es möglich lokale EE-Stromüberschüsse in Wasserstoff/Methan umzuwandeln und dem Gasnetz beizumischen. Ein Vorteil dieser Anlagenallokation wäre ein vermiedener Stromnetzausbau, da der überschüssige EE-Strom andernfalls auf vorgelagerte Netzebenen aufgespeist werden müsste und somit im Worst Case einen Ausbau aller betroffenen Netzebenen zur Folge hätte. Dem würde mit dem Einsatz lo-

kaler Power-to-Gas-Technologie entgegengewirkt. Einer entsprechenden DVGW-Studie⁹ zufolge könnten Elektrolyseanlagen zur Herstellung von CO₂-freiem Wasserstoff, mit der Option einer nachgeschalteten Methanisierung, im Jahr 2030 allein im Verteilnetz eine Gesamtleistung von rund 40 Gigawatt erreichen und 640 Millionen Euro an stromseitigen Ausbaurkosten der Verteilnetze einsparen. Die Einspeisung von synthetischem Methan könnte laut der Studie knapp 1.280 Millionen Euro jährlich erwirtschaften. Die direkte Einspeisung von Wasserstoff würde jährliche Erlöse von 116 Millionen Euro generieren und die Netzausbaurkosten um über 430 Millionen Euro reduzieren. Zudem ist bei lokalen Elektrolyseanlagen von einem hohen kundenseitigen Identifikationspotenzial auszugehen: Da 50% der deutschen Haushalte an das Gasverteilnetz angeschlossen sind, könnten viele Bürger durch die Beimischung von lokal produziertem Wasserstoff unmittelbar und ohne gravierende Eingriffe an der Energiewende im Wärmebereich partizipieren. Dies würde die Bürgerakzeptanz für weitere Energiewendeprojekte deutlich steigern. Eine Umstellung bei der Wärmeerzeugung von der gasbasierten auf elektrische Anwendungen wie Wärmepumpen ist ohne tiefgreifende Eingriffe in die bestehende Netztopologie und damit einhergehende erhebliche finanzielle Aufwendungen nicht möglich. Die Bürgerakzeptanz wäre hier deutlich geringer.

Auch die Herstellung von CO₂-freiem Wasserstoff aus Rohbiogas stellt eine vielversprechende Möglichkeit der lokalen Erzeugung dar.

Neben der lokalen Wasserstoffherzeugung bieten sich eine Allokation großskaliger Elektrolyseanlagen in der Nähe der Off-Shore-Windparks an. Auf diese Weise kann Wasserstoff in großen Mengen und zu geringen Preisen produziert werden. Der produzierte Wasserstoff kann anschließend über die bestehende Gasinfrastruktur zu geringen Kosten und nahezu verlustfrei an den Bestimmungsort transportiert, verteilt und gespeichert werden.

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

Im Allgemeinen werden die Gasspeicher als Puffer für Wasserstoff eine große Rolle spielen. Durch den geringeren volumenbezogenen Energiegehalt von Wasserstoff gegenüber Erdgas und der volatilen Erzeugung von grünem Wasserstoff sind temporäre Senken für das Netz notwendig. Während die Eignung von Speichern für die Nutzung mit Wasserstoff im Einzelfall betrachtet werden muss, deuten erste Ergebnisse für Kavernenspeicher auf eine Nutzung bis 100% Wasserstoff hin. Während bei diesen vor Allem die Eignung der eingebauten Stahlkomponenten zu prüfen ist (Unterlagenprüfung), ist für Porenspeicher eine Formationsbetrachtung, insbesondere auch der im Speicherbereich anzutreffenden Mikrobiologie erforderlich. Dies wurde bereits durch ein Forschungsprojekt mit DVGW-Beteiligung bei der RAG in Österreich erprobt. Die Ergebnisse liegen als Abschlussbericht G 201306 vor.

Wie unter der Antwort zu 2.1 angemerkt, kommt künftigen deutschen Wasserstoffspeichern auch eine große Bedeutung bei der europäischen Wasserstoffversorgung zu.

⁹ DVGW, *Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen*, Januar 2019, online: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201617-ptg-potenziale-verteilnetze-abschlussbericht.pdf>.

VI. Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen

Frage 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?*

Eine Umwälzung der Kosten auf alle Gasnetznutzer ist nach Auffassung des DVGW sinnvoll. Dies ist vor allem deshalb angezeigt, da die heute an das Gasnetz angeschlossenen Anwendungssektoren ebenfalls zukünftige Anwender von Wasserstoff sein werden (vgl. NWS) und somit von einer Umstellung der Infrastruktur und einer integrierten Planung direkt profitieren. Absolut notwendige Voraussetzung für eine Kostenwälzung auf alle Gasnetznutzer ist daher, dass alle Sektoren – inklusive des Wärmemarktes – von Anfang an in die Transformation mit einbezogen werden. Die Umwidmung bestehender Erdgasnetze/-Infrastrukturen und deren Integration in Wasserstoffnetze/-Infrastrukturen sollten regulatorisch berücksichtigt werden und nicht zu Verlusten für den Netzbetreiber führen.

Die Transformation der Erdgasinfrastruktur in eine Wasserstoff-Biogas-Infrastruktur wird ebenfalls dazu führen, dass Sonderabschreibungen weitestgehend vermieden werden können, so dass diese Kosten für die Gasnetznutzer weitestgehend entfallen.

Bezogen auf die Sektorkopplungsstruktur Power-to-Gas, als Teil der Wasserstoffinfrastruktur, gibt es neben der Wälzung über die Gasnetznutzer als Alternative auch weitere sich in der Entwicklung oder Diskussion befindliche Geschäfts- und somit Finanzierungsmodelle. Der DVGW wird dazu in Kürze eine Studie vorlegen.

Zusätzlich sollten Fördermittel des Bundes und der Europäischen Union zur Transformation der Gasinfrastruktur aufgewendet werden, da eine schnelle Ertüchtigung der Infrastruktur für Wasserstoff im Sinne der Dekarbonisierung des Energiesystems von höchster klimapolitischer Relevanz ist. Dies würde ebenfalls zu einer Entlastung der vorwiegend häuslich-gewerblichen Gaskunden führen.

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

Die Umstellung bestehender Erdgasleitungen und deren Weiternutzung führt aus Sicht des DVGW dazu, dass Sonderabschreibungen und Rückbaubedarfe weitgehend vermieden werden können.

Derzeit wird davon ausgegangen, dass eine Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff im Normalfall durchführbar ist. Die Transportkapazität verringert sich dadurch bei gleichem Druck aufgrund der chemischen Eigenschaften von Wasserstoff etwas. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass aufgrund von Effizienzmaßnahmen die Gasnachfrage insgesamt leicht sinkt und keine allgemeine Überkapazität entstehen wird. Punktuell kommt es schon heute und wird es auch zukünftig immer zu Anpassungen der Netze an den Bedarf kommen. Es besteht auch weiterhin der Bedarf nach großen Leitungskapazitäten auch in einem zukünftigen Wasserstoffnetz. Wenn Erdgasleitungen als Wasserstoffleitungen weiter betrieben werden,

entfallen Sonderabschreibungen. Allerdings kann nicht ausgeschlossen werden, dass es Gasleitungen geben wird, deren wirtschaftlicher Weiterbetrieb mit Wasserstoff in Folge stark gesunkener Auslastung nicht mehr möglich ist.

Frage 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)?*

Die Gesamtkosten der Transformation der Gasinfrastruktur hin zur Treibhausneutralität sind derzeit schwer abzuschätzen. Der DVGW hat jedoch verschiedene Transformationsszenarien in einer Studie untersucht. Im kostenoptimalen Szenario würden die Gesamtkosten einer Steigerung um 24% gegenüber den Ersatzinvestitionen nach Lebensdauerende entsprechen. Demnach würden eine Summe von 45 Mrd. € über den Gesamtzeitraum bis 2050 erforderlich sein, um das Gesamtnetz (Transport- und Verteilnetz) 100% wasserstoff-kompatibel zu machen. Die Höhe der erforderlichen Mehrkosten hängt allerdings empfindlich von Start und Dauer der Transformation der Gasinfrastruktur ab. Ein um fünf Jahre verspäteter Beginn der Transformation würde zu einem Anstieg der Mehrkosten um etwa 25% führen, wie in der Studie ebenfalls modelliert wurde.¹⁰ Daher ist es umso wichtiger, den Transformationsprozess so früh wie möglich zu beginnen.

Einen Hinweis auf mittelfristige Kosten geben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die im Rahmen einer Grüngasvariante Investitionen von 660 Mio. Euro bis 2030 planen.¹¹

Anmerkungen zum BNetzA-Papier „Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme“

Kapitel V.A, S. 49:

Eine falsche Zitation durch die BNetzA auf Seite 49 (Fußnote 28) weisen wir zurück. Der DVGW spricht sich für einen schnellstmöglichen Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt aus, da CO₂-freier Wasserstoff im Wärmesektor durch Beimischung in das Erdgasnetz und die Aufnahmefähigkeit des Gerätebestandes umgehend sein hohes Dekarbonisierungspotenzial entfalten kann. Umso wichtiger ist es, auch die Gasverteilnetze von Anfang an in die Transformation mit einzuschließen. Für eine ausführlichere Darstellung siehe die DVGW-Antwort zu Frage 2.1.

Der DVGW muss zwingend korrekt zitiert und die entsprechende Passage wie folgt umgeschrieben werden:

¹⁰ DVGW, *Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21*, November 2018.

¹¹ FNB Gas, *H₂-Startnetz 2030 mit Erläuterung*, Mai 2020, online: https://www.fnb-gas.de/media/h2-start-netz_2030_mit_erlaeuterung.pdf.

„Verschiedene Studien haben sich bereits intensiv mit der zukünftigen Verwendung von Wasserstoff beschäftigt (z. B. dena-Leitstudie). Ergebnis ist, dass es vor allem in den Sektoren Industrie und Verkehr wahrscheinlich ist, dass der Wasserstoffverbrauch in den nächsten Jahren zunimmt. Auch im Gebäude- und Stromsektor (insb. Quartierslösungen/KWK) wird zeitnah ein Hochlauf von Wasserstoff erwartet. Dieser Auffassung sind grundsätzlich auch einige Verbände (DVGW²⁸, BDI²⁹).“

Kapitel V.C, S. 57:

Die vereinfachte Darstellung durch die BNetzA trifft nicht die technisch komplexe Realität und bildet nicht die zukünftige Entwicklung des Einspeise- und Beimischpotenzials ab. Die zitierte DVGW-Studie adaptiert die erwartbaren zukünftigen Entwicklungen in der Beimischung netz- und anwendungsseitig (auch die Entwicklung möglicher technischer Schutzvorrichtungen für sensible Verbraucher). In diesem Kontext ist der Verweis auf die DVGW-Studie daher falsch. Die Studie löst zeitlich stundenscharf auf und berücksichtigt unzulässige Wasserstoffkonzentrationen.

Der Absatz muss aus Sicht des DVGW vollständig umgeschrieben werden. Die technisch erwartbare Entwicklung der Beimischgrenzen kann die BNetzA der DVGW-Antwort zu Frage 1.2 entnehmen.