

FNB Gas - Stellungnahme

Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

Berlin, 4. September 2020

Ansprechpartner

Inga Posch
Telefon: +49 30 921023-510
Inga.Posch@fnb-gas.de

Barbara Fischer
Telefon: +49 30 921023-512
Barbara.Fischer@fnb-gas.de

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

Einleitung

Deutschland hat sich mit der Nationalen Wasserstoff Strategie („NWS“) zu der zentralen Rolle von Wasserstoff für die Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende bekannt.

Ein reguliertes, öffentliches Wasserstoffnetz unter Einbezug der bestehenden Gasinfrastruktur ist die Voraussetzung für einen schrittweisen Markthochlauf, Hebung der Potentiale verschiedenster Wasserstofftechnologien und der Versorgung aller Sektoren mit klimaneutralem Wasserstoff. Der zu erwartende ansteigende Bedarf an Wasserstoff in der Industrie sowie im Verkehrs- und Wärmesektor macht einen zügigen Aufbau eines überregionalen Transportsystems für Wasserstoff notwendig.

In der NWS erkennt die Bundesregierung die zentrale Bedeutung des bestehenden Gasleitungssystems für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft an. Zudem wird vorgesehen, die für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur notwendigen regulatorischen Grundlagen zügig zu schaffen. Dazu führt die Bundesnetzagentur kurzfristig ein umfangreiches Markterkundungsverfahren durch.

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) begrüßen ausdrücklich diesen transparenten Prozess, der alle Marktteilnehmer umfassend einbezieht. Erste Schritte zur Anpassung des Rechtsrahmens müssen zwingend noch in dieser Legislaturperiode umgesetzt werden.

Die FNB haben sich zu Beginn des Jahres bereits intensiv mit den notwendigen Anpassungen des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze beschäftigt. Gemeinsam mit vier weiteren Industrie- und Energieverbänden haben die FNB dazu konkrete Vorschläge vorgelegt¹.

Über die Fragen hinaus möchten die FNB zu ausgewählten Positionen der BNetzA aus der Bestandsaufnahme Stellung nehmen, da einige grundsätzliche Positionen einen eher theoretischen als einen an den ambitionierten klimapolitischen Zielsetzungen orientierten Ansatz erkennen lassen.

FNB Gas e.V. nimmt für sich und in Vertretung seiner Mitgliedsunternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH zur Marktkonsultation „Regulierung von Wasserstoffnetzen“ wie folgt Stellung:

¹ https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_bdi_bdew_vik_dihk_auf_dem_weg_zu_einem_wettbewerblichen_wasserstoffmarkt_april_2020_final.pdf

Zusammenfassung

1. Wasserstoff als neue globale Schlüsseltechnologie

Das ambitionierte Ziel der Europäischen Union, in 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird in den nächsten Jahrzehnten zu grundlegenden Veränderungen der gaswirtschaftlichen Wertschöpfungskette und strukturverändernden Transformationsprozessen führen. Wasserstoff wird sich hierbei – vergleichbar der Elektromobilität und Batteriefertigung – zu einer globalen Schlüsseltechnologie entwickeln, die maßgeblichen Einfluss auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Deutschland haben wird.

Für die FNB ist daher die Frage, wie für einen Markthochlauf die richtigen Weichen gestellt werden sowie die Verfügbarkeit einer öffentlichen, für alle Marktteilnehmer zugänglichen Wasserstofftransport- und -verteilinfrastruktur essenziell. Letzteres war auch der Erfolgsfaktor für die Liberalisierung der Strom-, Gas- und Telekommunikationsmärkte. Um die für Deutschland angestrebte maßgebliche Rolle bei der Wasserstofftechnologie im europäischen sowie auf dem Weltmarkt einnehmen zu können, bedarf es eines starken, funktionsfähigen Heimatmarktes. Es ist daher jetzt erforderlich, verlässliche Investitionsbedingungen zu schaffen, sowohl für die Marktteilnehmer, die in Wasserstoffproduktion investieren wollen, als auch für solche, die die notwendigen Investitionen zum Umbau der Energieverwendung hin zu Wasserstofftechnologien umsetzen wollen.

Vor diesem Hintergrund weisen die FNB darauf hin, dass für den Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur neben den regulierungs-theoretischen Ausführungen der Bundesnetzagentur auch die industrie- und technologiepolitischen Aspekte stärker Berücksichtigung finden müssen. Die globalen Wettbewerber von Deutschland bei der Wasserstofftechnologie, China, Japan und die USA, investieren bereits massiv in die Weiterentwicklung der Wasserstofftechnologien. Wenn Deutschland hier eine führende industriepolitische Rolle einnehmen will, sind noch in dieser Legislaturperiode die entsprechenden gesetzlichen Weichenstellungen zum Aufbau einer flächendeckenden Leitungsinfrastruktur erforderlich, da die Vorlaufzeiten durch die öffentliche Beteiligung im Vergleich zu Erzeugungsprojekten wesentlich höher sind.

2. Infrastrukturaufbau der FNB: Zeitlicher Vorlauf entscheidend

Für die Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland und der EU verbleibt vor dem Hintergrund von Technologieentwicklung, Investitionszyklen und Genehmigungsverfahren nur eine kurze Zeitspanne von drei Jahrzehnten. Hierbei soll der Energieträger Wasserstoff nach dem Willen der EU und der deutschen Bundesregierung eine bedeutende Rolle spielen. Grundvoraussetzung für eine Wasserstoffwirtschaft ist eine leistungsfähige Infrastruktur zum Transport der benötigten Gasmengen. Der zeitliche Vorlauf der notwendigen Infrastrukturmaßnahmen macht punktuelle Gesetzesanpassungen noch in dieser Legislaturperiode erforderlich.

Die von der BNetzA skizzierte Schaffung eines neuen Gesetzes für eine Wasserstoffinfrastruktur außerhalb des EnWG ist dabei nicht zielführend. Der zu erwartende mehrjährige Gesetzgebungsprozess würde die notwendige Geschwindigkeit und Dynamik des Markthochlaufs blockieren und bei den Marktteilnehmern zu hoher Rechtsunsicherheit mit teilweise unüberwindbaren Investitionshemmnissen führen.

Sinnvoller ist daher ein „lernender“ Regulierungsrahmen, der, aufbauend auf dem bestehenden Ordnungsrahmen für Erdgas, schrittweise an die Bedürfnisse des Wasserstoffmarktes angepasst wird.

3. Regulierung nicht nur bei Marktmacht – H2-Märkte erfordern zusätzliche Perspektive

Die von der BNetzA aus der Wettbewerbsökonomie abgeleiteten Prüfkriterien zu natürlichen Monopolen, relevanten Märkten und Marktversagen sind zwar grundsätzlich geeignet, eine Regulierungsnotwendigkeit bei bestehenden Märkten herzuleiten. Mit der NWS hat sich Deutschland jedoch das politische Ziel gesetzt, einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen zu schaffen. Maßgebliche Ziele sind Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende zu etablieren und die regulatorischen Voraussetzungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien zu schaffen. An diesen Zielen gemessen, sprechen aus Sicht der FNB nachfolgende Aspekte für eine Regulierung reiner Wasserstoffnetze:

- Der sich aus dem EnWG und den korrespondierenden Verordnungen ergebende Regulierungsrahmen für die öffentliche Gasversorgung hat sich bewährt und ist den Marktteilnehmern bekannt. Eine entsprechende Ausdehnung auf die Wasserstoff-Netzinfrastruktur, die ganz überwiegend auf einer Umstellung von heutigen Erdgasleitungen beruhen wird, schafft für alle Marktteilnehmer vorhersehbare und transparente Nutzungsbedingungen, auf deren Basis sie ihre Investitionsentscheidungen für Wasserstoffproduktion und -verwendung treffen können.
- Es besteht ein breiter politischer Konsens, dass zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele eine integrierte, optimierte Strom- und Gasnetzplanung erforderlich ist. Nur der Regulierung unterfallenden Wasserstoffnetze könnten gesetzlich verpflichtend in eine regulatorisch gesteuerten Netzentwicklungsplanung Strom/Gas eingebunden werden.
- Würde es bei der Detailausarbeitung des Regulierungsrahmens zu Verzögerungen (z.B. beim Netzausbau) kommen, müssten auch korrespondierende Folgekosten und Auswirkungen auf den Emissionspfad Deutschlands mit betrachtet werden.

An den ambitionierten Zielen der NWS gemessen ist es zielführender, anstelle des „Großen Wurfs“ zunächst einen pragmatischen Regulierungsansatz zu wählen und diesen, im Sinne einer „lernenden Regulierung“, beständig weiterzuentwickeln. Unter Nutzung der Kernelemente des bisherigen Rechtsrahmens für Erdgas könnte die Handlungs- und Investitionsbereitschaft aller Marktakteure bei Wasserstoff gefördert und der notwendige Netzausbau beschleunigt werden.

4. Wasserstoff-Gesetzgebung als „lernender“ Prozess

Die Bundesnetzagentur beschäftigt sich in ihrem Fragenkatalog intensiv mit den Fragen, wie sich ein zukünftiger Wasserstoffmarkt 2030 und danach entwickeln wird, wie entsprechende Szenarien aussehen könnten und ob eine Anpassung des bestehenden energierechtlichen Ordnungsrahmens für Gas oder ein völlig neues Wasserstoffinfrastruktur-Gesetz dem besser Rechnung tragen würde.

Aus Sicht der FNB geht diese eher akademische Betrachtung an der Realität vorbei. Wenn das politische Ziel ein zeitnahe Markthochlauf für Wasserstoff ist, müssen hierfür jetzt die ersten geeigneten gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, und zwar unabhängig von der Frage, wie sich ein Wasserstoffmarkt nach 2030 abhängig von verschiedenen Annahmen in den Szenarien gegebenenfalls entwickeln kann. Selbst die europäische Liberalisierung der Strom- und

Gasmärkte basierte auf mehreren aufeinander aufbauenden Richtlinien-Paketen, die im Abstand von fünf Jahren überarbeitet wurden.

Die FNB plädieren daher für eine zeitnahe, schrittweise Gesetzgebung, die den politisch gewollten Markthochlauf sowie Investitionssicherheit für alle Marktteilnehmer sicherstellt. Maßstab des gesetzgeberischen Handelns sollte daher nicht die Frage sein, ob die Regelungen in 10 oder 15 Jahren ein mögliches Marktgeschehen abdecken, sondern wie Deutschland seine ambitionierten industriepolitischen Ziele bei Wasserstoff möglichst kurzfristig und gesichert erreichen kann.

5. Gemeinsames Entgelt anstatt strikter Kostentrennung

Die NWS hat die zentrale Bedeutung und Vorteile des bestehenden Gas-Fernleitungsnetzes für den Umbau der Energiesysteme herausgestellt. Dieser Transformationsprozess kann daher, beginnend bei Netzplanung über Bau und Betrieb bis hin zur Finanzierung bzw. Kostentragung, nur einheitlich betrachtet werden.

Zielvorstellung der BNetzA ist jedoch eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung, wonach nur Wasserstoffeinspeiser und Wasserstoffverbraucher als Nutzer der Wasserstoffinfrastruktur diese bezahlen sollen. Dahinter steht jedoch zunächst die Vorstellung, dass die Wasserstoffinfrastruktur nur für einzelne Industriezweige und den Schwerlastverkehr aufgebaut würde. Haushaltskunden würden lediglich (kostenseitig) zusätzlich belastet. Dieser sehr kurzfristige Blick der BNetzA vernachlässigt die mittel- und langfristige Bedeutung für andere Sektoren (z.B. Wärmemarkt). Eine langfristige Perspektive unter Einbezug europäischer Märkte fehlt ganz.

Es ist zudem schon rein praktisch schwierig vorstellbar, dass Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam weiterentwickelt werden, die Kostenseite aber strikt getrennt wird. Eine Kostenzuordnung zu den entsprechenden Bereichen ist nicht sachgerecht umzusetzen, u.a. weil der Aufbau des Wasserstoffnetzes aus dem bestehenden Erdgasnetz auch Maßnahmen im Bestandsnetz erforderlich macht.

Bereits heute wird z.B. bei der EEG-Umlage im Strom oder bei der Biogas- bzw. Marktstromumlage im Gas von diesem Prinzip der strikten Kostenverursachung abgewichen, um Marktentwicklungen zu beschleunigen bzw. anzureizen oder bestimmte langfristige (Klima-) politische Ziele zu erreichen. Die gleiche Analogie wäre auch für die Wasserstoffnetze sinnvoll: Der Transformationsprozess der Erdgaswirtschaft mit dem Klimaschutz als höherrangiges Ziel rechtfertigt eine Kostentragung aller Beteiligten. Eine einheitliche Erlösobergrenze (EOG) bzw. ein einheitliches Entgelt hätte zudem den Vorteil der Kostenentlastung und Planungssicherheit (stabile Entgelte) für Wasserstoffnutzer in der so wichtigen Markthochlaufphase. Derzeitige Nutzer der Erdgasinfrastruktur werden in der Endphase der Dekarbonisierung durch eine Folgenutzung des Erdgassystems kostenseitig entlastet.

Daher sollten die Kosten für den Ausbau und die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff von allen Netznutzern getragen und sozialisiert werden.

6. Bewertung der BNetzA-Szenarien

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur lässt sich auf keines der von der BNetzA dargestellten Szenarien beschränken. Bei der Betrachtung und der Beurteilung von Szenarien ist der zeitliche Kontext bzw. Hintergrund immer zwingend mit zu berücksichtigen. Die von der BNetzA ohne zeitliche

Einordnung skizzierten drei Szenarien stellen somit nur einen Ausschnitt und eine Momentaufnahme der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur über die Zeit dar, nicht jedoch deren Endpunkte.

Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur hat, wie die gesamte Gasinfrastrukturplanung, unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit zu erfolgen.

Vor dem Hintergrund der ambitionierten, politischen Ziele, die sowohl in der NWS als auch in der europäischen Wasserstoffstrategie formuliert worden sind, ist ein Aufbau und eine Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur größeren Maßstabs als realistisch einzuschätzen.

- Das Szenario I skizziert daher nur den Status Quo.
- Das Szenario II spiegelt am ehesten die Aufbauphase für eine Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 wider, insbesondere getrieben durch die Nachfrage von Wasserstoff aus der Industrie. Dieses Szenario entspricht damit auch am ehesten dem von den FNB im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030 entwickelten „H2-Startnetz“. Angesichts des weiterhin nur im begrenzten Umfang stattfindenden Ausbaus der erneuerbaren Energien lässt sich auch mittelfristig keine rein nationale Erzeugung von Wasserstoff ableiten. Vielmehr gehen die FNB bereits in Szenario II von einer deutlich größeren Rolle des Imports von Wasserstoff und damit verbundener Transportbedarfe aus. Darüber hinaus steht im Fokus der FNB die Umnutzung bestehender Erdgasinfrastruktur, was einen stärkeren Flächenaufschluss und damit eine höhere Vermaschung mit sich bringt.
- Das Szenario III kann ein geeignetes Szenario für zukünftige Netzentwicklungspläne sein, welches sich bedarfsabhängig in zeitlicher Hinsicht an das Szenario II anschließen kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass – zumindest auf Einzelprojektebene – auch schon bis 2030 regional Entwicklungen in Richtung dieses Szenarios oder darüber hinaus umgesetzt werden.

Die NWS sieht eine Erzeugungsleistung von 5 GW für Power-to-Gas (PtG) und damit eine inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff von bis zu 14 TWh im Jahr 2030 in Deutschland vor, weshalb ein Import von Wasserstoff zur Umsetzung der Strategie notwendig ist. Außerdem ist der Aufbau eines europäischen H₂-Backbones erforderlich, um im europäischen Binnenmarkt Erzeugungsregionen für Wasserstoff (Regionen mit einem hohen Potential für die Erzeugung erneuerbaren Stroms) mit Verbrauchschwerpunkten zu verbinden.

7. Folgenutzung des Erdgasnetzes sicherstellen

Das heutige, leistungsstarke und eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistende Erdgasnetz in Deutschland stellt ein volkswirtschaftliches Gut dar, das von den Verbrauchern über die letzten Jahrzehnte finanziert wurde. Die Folgenutzung dieser Infrastruktur für Wasserstoff als kohlenstofffreien Energieträger sollte daher mittelfristig allen Gasverbrauchern zugutekommen. Das heutige Erdgasnetz und das zukünftig daraus erwachsende Wasserstoffnetz sollten daher als Einheit der öffentlichen Gasversorgung betrachtet werden. In einem dekarbonisierten Energiesystem wird der Erdgaskunde von heute zukünftig ein Wasserstoff- oder Mischgaskunde sein, allerdings mit dekarbonisierten Gasen, u.a. Biogas und synthetischem Gas.

Fragenkatalog zur Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

1. Beimischung

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?

Auf der Fernleitungsebene ist aus technischer und volkswirtschaftlicher Sicht der Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes auf der Basis der bestehenden Gasinfrastruktur geboten. Regional und abhängig von der angeschlossenen Verbraucherstruktur können zukünftig auch höhere Wasserstoffbeimischungen ins Erdgasnetz möglich werden.

Eine Beimischung von Wasserstoff ist grundsätzlich schon heute sowohl im Fernleitungs- als auch Verteilernetz gemäß dem aktuell gültigen Regelwerk und auf Basis einer Netzverträglichkeitsprüfung in Teilnetzen zulässig. Während in Verteilernetzen in Abhängigkeit der angeschlossenen Verbraucher eine Beimischung von Wasserstoff auch in höheren Anteilen grundsätzlich möglich erscheint, sind im Fernleitungsnetz durch sensible Großverbraucher (u.a. Chemie-, Stahl-, Glas- und Ziegelindustrie), wechselnde Gasflussrichtungen und physische Verflechtungen im europäischen Binnenmarkt Restriktionen vorhanden.

Aus diesen Gründen ist es erforderlich, neben Fernleitungsinfrastrukturen für methanhaltige Gase (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan) mit geringer Wasserstoffbeimischung, dedizierte (reine) Wasserstoffnetze aufzubauen. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen, wie bereits im NEP Gas 2020-2030 in der „Grüngas-Variante“ dargestellt davon aus, dass sich Wasserstoffnetze aus dem existierenden Erdgasfernleitungssystem heraus entwickeln werden. Diese Entwicklung wird sukzessive erfolgen.

Der Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes parallel zu einem Methan-Netz auf der Fernleitungsebene stellt aus Sicht der FNB den effizientesten Weg dar, Wasserstoff großflächig zu transportieren und zu verteilen. Damit würde auch eine Grundlage für einen grenzüberschreitenden europäischen Wasserstoffmarkt geschaffen.

An ein derartiges Wasserstoffnetz können auch Verteilernetzbereiche angeschlossen werden. Damit besteht auch für die Verteilernetze die Möglichkeit, Erdgas durch klimaneutralen Wasserstoff sukzessive zu substituieren und/oder vor Ort netz- und anwenderverträgliche Beimischungen einzustellen.

Gleichwohl schließen die Fernleitungsnetzbetreiber auch im Transportnetz nicht aus, dass zukünftig regional und abhängig von der angeschlossenen Verbraucherstruktur auch höhere Wasserstoffbeimischungen als heute möglich sein werden.

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?

Beimischungen oberhalb der heute gültigen Restriktionen von 2% Wasserstoff sehen wir als Ansatz für den Verteilernetzbereich sowie in Teilnetzen auf der Fernleitungsebene.

Die physische Beimischung von Wasserstoff sollte sich am DVGW-Regelwerk orientieren, das hierfür unter Beteiligung aller relevanten Marktteilnehmer aktuell weiterentwickelt wird. Dort werden zum

einen Materialspezifikation als auch die Anforderungen der Endanwendungen bzgl. der Gasbeschaffenheit berücksichtigt.

Frage 3

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

Das aktuell gültige sowie das sich in Überarbeitung befindliche DVGW-Regelwerk schützt sensible Verbraucher vor Wasserstoffanteilen, die für deren Anlagen technisch nicht verträglich wären. Die brenntechnische Kompatibilität sowie die zulässigen Gasbegleitstoffe sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 geregelt. Die darüberhinausgehende technische Kompatibilität bzw. Wasserstoffverträglichkeit von Anlagen, ist durch die Sicherung der technischen Interoperabilität gem. GasNZV geregelt. Eine zusammenführende Auslegung der auch aktuell noch geltenden Regelungen ist in dem Positionspapier der BNetzA von 2014 („Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze“) festgehalten.

Ergänzungsbedarf wird in der Konkretisierung und Weiterentwicklung dieser Regelungen gesehen. Es fehlen u.a. klare Kriterien für die Beurteilung von Entscheidungen (u.a. technische und wirtschaftliche Unzumutbarkeit insbesondere in Bezug auf sensible Verbraucher), die prozessuale Ausgestaltung (u.a. die kaskadierte Abfrage der Netzkompatibilität in alle Netze/Subnetze unter Einhaltung der Fristen) sowie die Klärung der Kostentragung bei notwendigen Anpassungen von Infrastruktur und Gasanwendungen.

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?

Vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzungen und der damit verbundenen zu erwartenden Entwicklung von Wasserstoffbedarfen und den mithin notwendigen Wasserstoffnetzen, sind die bestehenden rechtlichen Regelungen für Wasserstoff nicht ausreichend. Das betrifft sowohl die fehlende Technologieneutralität für die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz als auch die fehlenden rechtlich-regulatorischen Grundlagen für reine Wasserstoffnetze. Darüber hinaus ist eine Anpassung des technischen Regelwerkes erforderlich.

Der aktuelle gesetzliche Rahmen für die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze (EnWG und GasNZV in Verbindung mit dem technischen Regelwerk) beschränkt sich auf Wasserstoff aus Wasserelektrolyse.

Es besteht ein breiter industrie- und energiepolitischer Konsens, dass bereits heute die Infrastrukturen so vorbereitet werden müssen, dass der Transport von reinem Wasserstoff in dedizierten Wasserstoffnetzen und dessen Speicherung schnellstmöglich, spätestens ab Mitte dieses Jahrzehnts, zu einer real verfügbaren Option wird. Dazu bedarf es einer Reihe von punktuellen Anpassungen des Rechtsrahmens, die zwingend bereits in dieser Legislaturperiode auf den Weg gebracht werden müssen, um die von den Fernleitungsnetzbetreibern im aktuellen Entwurf des NEP Gas 2020-2030 modellierten Wasserstoffleitungen („Grüngas-Variante“) genehmigungsfähig zu machen.

Zusammen mit vier weiteren Energie- und Industrieverbänden haben die FNB in dem so genannten Verbändepapier „Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“ konkrete Vorschläge

für die Anpassungen des Rechtsrahmens vorgeschlagen.² Folgende rechtliche und regulatorische Anpassungen sind notwendig:

- **Möglichkeit zur Umstellung bestehender Infrastrukturen auf Wasserstoff:** Nach der Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur sind Betreiber von Fernleitungsnetzen aufgrund des Wortlauts des Energiewirtschaftsgesetzes nicht berechtigt, regulierte reine Wasserstoffnetze zu errichten und zu betreiben. Daher sollte der bewährte Regulierungsrahmen für den Transport von Erdgas so weiterentwickelt werden, dass er auch auf Wasserstoff angewendet werden kann. Insbesondere sollten die Betreiber von Fernleitungsnetzen und von Gasspeichern die Möglichkeit zur Umstellung ihrer Infrastrukturen von Erdgas auf Wasserstoff erhalten. Dazu müssten in den Definitionen des Energiewirtschaftsgesetzes für die Betreiber von Fernleitungsnetzen und von Gasspeichern der Begriff „Erdgas“ durch den Begriff „Gas“ ersetzt werden.
- **Technologieneutrale Definition für den Transport von Wasserstoff:** Zudem müsste die bisherige Technologiebindung für Wasserstoff aus Elektrolyse aufgehoben und stattdessen der Transport und die Speicherung von Wasserstoff, unabhängig von der Art seiner Erzeugung, erlaubt werden. Dazu bedarf es nur der Streichung der Technologiebindung aus der Gasdefinition des Energiewirtschaftsgesetzes.
- **Einführung einer Definition für Wasserstoffnetze:** Durch eine neue Definition für Wasserstoffnetze sowie durch kleinere Ergänzungen im Energiewirtschaftsgesetz und der Gasnetzzugangsverordnung sollte die Möglichkeit zum Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen mit separater Bilanzierung geschaffen werden.
- **Regelung des Netzanschlusses:** Mit dem Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes sollte auf der Fernleitungsebene eine sortenreine Einspeisung von Gasen in das jeweilige Netz ermöglicht werden, d. h. eine Einspeisung von Wasserstoff in das Wasserstoffnetz und eine Einspeisung von Methan in das Methanetz. Somit wird eine sortenreine Versorgung der Kunden gewährleistet. Die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze (Fernleitungs- und Verteilernetze) kann wirtschaftlich sinnvoll sein, z. B. wenn parallele Infrastrukturen wirtschaftlich nicht darstellbar sind oder wenn eine dezentrale Wasserstoffherstellungsanlage sich in einem Netzgebiet ohne Wasserstoffnetzanschluss befindet. Hinsichtlich der Herstellung von Netzanschlüssen zur Einspeisung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze sollte durch entsprechende Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz und der Gasnetzzugangsverordnung sichergestellt werden, dass sich die Einspeisungen innerhalb der Grenzen der DVGW-Regelwerke bewegen und bestehende Nutzer des jeweiligen Erdgasnetzes hierdurch nicht beeinträchtigt werden.
- **Auslegungsregel für beschränkt persönliche Dienstbarkeit:** Die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff sollte dadurch erleichtert werden, dass im Energiewirtschaftsgesetz eine Auslegungsregel für beschränkt persönliche Dienstbarkeiten und für vertraglich vereinbarte Gestattungen eingefügt wird.

Das technische Regelwerk enthält aktuell bereits einige Regelungen zum Umgang mit Wasserstoff (z.B. für H₂-Einspeiseanlagen). Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff sowohl als Zusatzgas in Gasnetzen als auch als Grundgas in reinen Wasserstoffnetzen ist eine Anpassung des technischen Regelwerkes erforderlich. Die betreffenden Arbeitsblätter des Regelwerks wurden seitens des DVGW identifiziert und sind aktuell in der Überarbeitung bzw. Neuerstellung. Eine grundlegende Bedeutung kommt den Arbeitsblättern G 260 und G 262 (Gasbeschaffenheit) zu. Sie umfassen aktuell nur Regelungen für die Zuspeisung von Wasserstoff in Gasnetze als „Zusatzgas“. Es bedarf zusätzlich auch der Festlegung einer Beschaffenheit des

² https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_bdi_bdew_vik_dihk_auf_dem_weg_zu_einem_wettbewerblichen_wasserstoffmarkt_april_2020_final.pdf

Wasserstoffs in reinen Wasserstoffnetzen. Dieser Forderung wird in dem aktuellen Entwurf des Arbeitsblattes G 260 mit einer neuen 5. Gasfamilie nachgekommen. Die Anpassungen entfalten allerdings nur dann umfassend Wirkung, wenn auch eine Anpassung des Rechtsrahmens erfolgt, da u.a. in der Regelung der GasNZV zur Netzkompatibilität feste Verweise auf die vorgenannten Arbeitsblätter mit Stand 2007 enthalten sind.

2. Infrastrukturszenarien

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 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?

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur wird durch die dargestellten Szenarien nicht adäquat dargestellt. Szenario II entspricht am ehesten dem im NEP Gas 2020-2030 modellierten „H2-Startnetz“. Die FNB gehen aber bereits in Szenario II von einer deutlich größeren Rolle des Imports von Wasserstoff aus. Bis 2050 ist der Aufbau und eine Entwicklung einer nationalen und europäischen Wasserstoffinfrastruktur größeren Maßstabs als realistisch einzuschätzen.

Einordnung der Szenarien

Die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur lässt sich auf keines der dargestellten Szenarien beschränken. Bei der Betrachtung und der Beurteilung von Szenarien ist der zeitliche Kontext bzw. Hintergrund immer zwingend mit zu berücksichtigen. Die von der BNetzA ohne zeitliche Einordnung skizzierten drei Szenarien stellen somit nur einen Ausschnitt und eine Momentaufnahme der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur über die Zeit dar, nicht jedoch deren Endpunkte.

Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur hat, wie die gesamte Gasinfrastrukturplanung, unter der Berücksichtigung der Versorgungssicherheit zu erfolgen.

Vor dem Hintergrund der ambitionierten politischen Ziele, die sowohl in der nationalen als auch der europäischen Wasserstoffstrategie formuliert worden sind, ist die Notwendigkeit für den Aufbau und eine Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur größeren Maßstabs als realistisch einzuschätzen.

- Das Szenario I skizziert daher nur den Status Quo.
- Das Szenario II spiegelt am ehesten die Aufbauphase für eine Wasserstoffinfrastruktur bis 2030 wider, insbesondere getrieben durch die Nachfrage von Wasserstoff aus der Industrie. Dieses Szenario entspricht damit auch am ehesten dem von den FNB im NEP Gas 2020-2030 entwickelten „H2-Startnetz“. Angesichts des im begrenzten Umfang stattfindenden Ausbaus der erneuerbaren Energien, lässt sich auch mittelfristig keine rein nationale Erzeugung von Wasserstoff ableiten. Vielmehr gehen die Fernleitungsnetzbetreiber bereits in Szenario II von einer deutlich größeren Rolle des Imports von Wasserstoff und damit verbundenen Transportbedarfen aus. Darüber hinaus steht die Umnutzung bestehender Erdgasinfrastruktur im Fokus der FNB, was einen stärkeren Flächenaufschluss und damit eine höhere Vermaschung mit sich bringt.
- Das Szenario III kann ein geeignetes Szenario für zukünftige Netzentwicklungspläne sein, welches sich bedarfsabhängig in zeitlicher Hinsicht an das Szenario II anschließen kann. Es

spiegelt nicht die „Grüngas-Variante“ der FNB im aktuellen NEP Gas wider.

Treiber für den Wasserstoffbedarf

Einer der Treiber für den Einsatz von Wasserstoff ist die CO₂-Reduktion der Industrie, insbesondere in Sektoren mit stofflicher Nutzung wie Stahl, Chemie und Raffinerien. Mittel- und langfristig sind es auch energetische Bedarfe zur Erreichung der Klimaziele. So wird es zunehmend möglich werden, in bereits mit Wasserstoff erschlossene Regionen auch in anderen Sektoren wie etwa der Mobilität und dem Wärmemarkt fossile Energieträger durch einen Mix aus erneuerbarem Strom und Wasserstoff zu substituieren. Perspektivisch wird der Einsatz von Wasserstoff auch im Kraftwerksbereich zur Stromnetzstabilisierung und zur Absicherung der Versorgungssicherheit bei Dunkelflaute zum Einsatz kommen.

Aufwuchs der H₂-Infrastruktur

Um die Bedarfsentwicklung der führenden Sektoren Stahl, Chemie und Raffinerien mit den Aufkommensquellen im In- und Ausland und den Speichern zu verbinden, wird spätestens 2030 ein weitreichendes, zusammenhängendes Transportnetz für Wasserstoff benötigt. Der bis 2030 zur CO₂-Reduktion vorgesehene Einsatz von 100 TWh Wasserstoff erfordert Transportkapazitäten von 15 - 20 GW, was weit über die im NEP Gas 2020-2030 in der Grüngas-Variante berücksichtigten Bedarfe hinausgeht. Entsprechend wird zur Umsetzung der NWS ein Netz benötigt, das im Vergleich zur Grüngas-Variante im NEP Gas 2020-2030 zusätzliche Verbrauchsschwerpunkte, wie z.B. Ludwigshafen oder die Lausitz, einbezieht und Wasserstoffquellen aus weiteren Anrainerstaaten und Speicher einbindet. Des Weiteren zeichnet sich ab, dass sich durch die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff und Wasserstoff-Bedarfen von Industrie und Gewerbe mit Netzanschluss am Verteilernetz bis 2030 bereits einzelne Verteilernetzbereiche mit 100% Wasserstoff entwickeln werden.

Für die Industrie ist die Versorgungssicherheit ein hohes Gut. Demzufolge ist die Verlässlichkeit von Produktion und Transportlogistik eine Grundvoraussetzung dafür, dass ein Markthochlauf von Wasserstoff erfolgen kann. Die Quellen zur Erzeugung von grünem, aber auch blauem Wasserstoff werden dem Bedarf folgen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Wertschöpfungskette gegeben sind (siehe auch 5.8.).

Angebot und Nachfrage nach Wasserstoff

Die NWS sieht eine Erzeugungsleistung von 5 GW für PtG und damit eine inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff von bis zu 14 TWh im Jahr 2030 in Deutschland vor, weshalb zusätzlich ein Import von Wasserstoff zur Umsetzung der Strategie notwendig ist, um den darin prognostizierten Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh bedienen zu können.

Außerdem ist der Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Backbones erforderlich, um im europäischen Binnenmarkt Erzeugungsregionen für Wasserstoff (Regionen mit einem hohen Potential für die Erzeugung erneuerbaren Stroms) mit Verbrauchsschwerpunkten zu verbinden.

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff wird der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien folgen und daher stark fluktuierend sein. Insellösungen auf der Basis grüner Wasserstoffquellen werden i.d.R. nur tragfähig sein, wenn weitere Quellen (Erzeugung z.B. von blauem und türkischem Wasserstoff) und Speicher bzw. ein bivalenter Betrieb mit Methan/Wasserstoff wie in der Stahlerzeugung genutzt werden können. Wasserstoffinseln werden daher sehr zügig miteinander sowie mit weiteren Quellen vernetzt werden.

Generell ist anzumerken, dass die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur regional sehr unterschiedlich stattfinden kann. So ist es denkbar, dass sich in einigen Teilen Deutschlands bedarfsabhängig auch auf Verteilernetzebene mittelfristig reine Wasserstoffinfrastrukturen entwickeln können. Damit ließe sich neben dem Wärmebedarf im Gebäudebereich auch der nicht

unerhebliche Anteil des Prozesswärmebedarfs bei mittelständischen Industrieunternehmen am Verteilernetz decken.

Insbesondere wegen dezentraler Erzeugungsformen halten die Fernleitungsnetzbetreiber auch schon bis 2030 – zumindest auf Einzelprojektebene – Entwicklungen einschließlich der Verteilernetzebene für sehr wahrscheinlich. Das Verteilernetz muss daher von Anfang in die Regulierung einbezogen werden, zumal auch dort zahlreiche, kleine Industriebetriebe/Gewerbe (Mittelstand) angeschlossen sind.

Vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele und der angestrebten Klimaneutralität sollten nachfrageseitig Anreize gesetzt werden, um den Anteil "grüner" Gase in der Energieversorgung kontinuierlich zu steigern. Das könnte z.B. durch eine bilanzielle Grüngas-Quote erreicht werden. Eine mögliche Ausgestaltung und Rahmenbedingungen haben die FNB im letzten Jahr veröffentlicht.³ Gashändler müssten einen Teil ihrer Liefermengen durch grüne Gase decken, was physikalisch oder durch den Erwerb von Zertifikaten (bilanziell) erfolgen kann.

Bedarfsentwicklung von Erdgas

Vor dem Hintergrund der Klimaziele wird Erdgas perspektivisch sukzessive durch erneuerbares Methan (Biomethan, synthetisches Methan) bzw. Wasserstoff ersetzt werden. Damit spielt Methan auch weiterhin eine wichtige Rolle in der Energieversorgung und daher wird es auch zukünftig ein flächendeckendes Netz für Methan geben müssen. Gründe dafür sind:

- Deutschland hat ein erhebliches Potential zur Erzeugung von Biomethan z.B. aus Rest- und Abfallstoffen. Dieses Potential an nachhaltiger Energie kann genutzt werden. Möglich ist außerdem, das an Biogas-Anlagen anfallende CO₂ zur Erzeugung von synthetischem Methan zu nutzen.
- In der chemischen Industrie, insbesondere Kohlenwasserstoffchemie, aber auch zur Synthese von „E-Fuels“ wird nachhaltiger Kohlenstoff benötigt. Nachhaltiges Methan kann zukünftig eine wichtige Quelle für diese Prozesse sein.
- Der Wärmebedarf sollte auch zukünftig zum relevanten Teil über Gas gedeckt werden, um auch den Investitionsbedarf auf der Strom-Seite (Erzeugung, Transport, Speicherung) für den Wärmemarkt zu begrenzen. Auch eine Versorgung mit Methan über Verteilernetze kann einen Beitrag zur effizienten Versorgung liefern. Die dena Leitstudie „Integrierte Energiewende“ geht im kostenoptimalen Szenario TM95 im Jahr 2050 von einem jährlichen Wärmebedarf von 141 TWh aus. Dabei werden Wasserstoff und synthetisches Methan eine Rolle spielen.

Frage 2

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

Maßgebliche Aufgabe für den Transport- bzw. Fernleitungen ist die europaweite Verbindung von Erzeugungs- und Verbrauchszentren. Das beinhaltet sowohl die Anbindung von Wasserstoffherstellungsanlagen (Elektrolyseure, SMR-Anlagen, Pyrolyse), Wasserstoffimportpunkten und industriellen Großabnehmern (stoffliche Nutzung von Wasserstoff), als auch nachgelagerten Verteilernetzbetreibern und Wasserstoffspeichern.

Die Verteilernetzbetreiber übernehmen wie bereits im heutigen Erdgasnetz die Aufgabe, das Gas innerhalb der regionalen und lokalen Zentren zu verteilen. Nach Einschätzung der FNB ist zu

³ https://www.fnb-gas.de/media/190730_kurzstudie_quote_erneuerbare_und_dekarbonisierte_gase.pdf

erwarten, dass auch zukünftig ein signifikanter Teil des Wärmebedarfs über gasförmige Energieträger gedeckt wird. Wir gehen davon aus, dass es auf der Verteilernetzebene weiterhin Methanetze geben wird, die teilweise mit einer höheren Beimischung von Wasserstoff betrieben werden. Dabei werden lokale Wasserstoffeinspeisungen in diese Methanetze eine Rolle spielen. Wir halten jedoch auch in regionalen Verteilernetzen den Aufbau von reinen Wasserstoffleitungen bzw. Wasserstoffteilnetzen für wahrscheinlich. Es wird beispielsweise sinnvoll sein, an Verteilernetze angeschlossene Industrieverbraucher bedarfsgerecht mit reinem Wasserstoff zu versorgen.

Im Wärmesystem der Zukunft sehen wir zudem eine relevante Bedarfsdeckung über dezentrale Gasbasierte Kraft-Wärme-Kopplung. Beim direkten Anschluss an ein Wasserstofftransportnetz (FNB-Ebene) oder an ein Wasserstoffteilnetz (VNB-Ebene) können auch KWK-Anlagen mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Dadurch erfolgt die Stromerzeugung verbrauchsnahe, so dass der Strom nicht über größere Entfernungen transportiert werden muss.

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?

Der grenzüberschreitende Transport von Wasserstoff stellt ein wesentliches Element beim Aufbau eines funktionierenden Wasserstoffmarktes dar.

Ein Großteil des deutschen Erdgasbedarfs wird über Importe gedeckt. Um den zukünftigen Bedarf von klimaneutralen gasförmigen Energieträgern zu decken, werden weitere Importe notwendig sein. Dies zeigt sich zum einen im aktuellen Entwurf des NEP Gas 2020-2030 und zum anderen in der NWS. Für 2030 wird in der NWS von einer inländischen Erzeugung von grünem Wasserstoff von bis zu 14 TWh ausgegangen. Dem gegenüber steht ein prognostizierter Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh. Es muss somit schon frühzeitig einen grenzüberschreitenden Transport von Wasserstoff geben. Im NEP Gas 2020-2030 ist ein Import von Wasserstoff aus den Niederlanden bereits im Jahr 2025 vorgesehen. Ein Import aus Dänemark und ggf. weiteren Anrainerstaaten ist bis zum Jahr 2030 wahrscheinlich.

Europa besitzt ein erhebliches Potential zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien: z.B. PV/Wind in Spanien und Portugal sowie Wind in Niederlanden, Schottland, England, Irland, Dänemark, Schweden und Finnland aber auch vielen osteuropäischen Ländern. Dieses Erzeugungspotential ist in vielen Fällen als Strom nicht nutzbar. Über PtG kann dieser regionale Überschussstrom dazu beitragen, das europäische Energiesystem zu dekarbonisieren, da Wasserstoff grenzüberschreitend mit moderatem Aufwand über Pipelinesysteme über weite Entfernungen transportiert werden kann. Nur auf diesem Wege wird die Verbindung von weit auseinanderliegenden und damit oftmals grenzüberschreitenden Erzeugungs- und Verbrauchszentren gewährleistet. Dadurch wird die Versorgungssicherheit gestärkt und für einen liquiden Markt gesorgt.

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)?

Die Grüngas-Variante im NEP Gas 2020-2030 hat gezeigt, dass ein nachfragegetriebener Wasserstoffmarkt am wahrscheinlichsten ist. Eine klare Notwendigkeit für den Aufbau einer

Wasserstoffinfrastruktur besteht im ersten Schritt für die Industrie zur Erreichung ihrer Dekarbonisierungsziele, perspektivisch aber auch für andere Energieanwender (z.B. lokale Energieunternehmen, Kraftwerke, etc.). In der Aufbauphase werden wenige Wasserstoffquellen mit einzelnen Wasserstoffverbrauchern verbunden. Für die Umsetzung sind Konzepte für bzw. durch Produzenten und Abnehmer unter Mitwirkung der Transportnetzbetreiber und Speicherbetreiber zu entwickeln, unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit.

Das Bild wird sich aber schnell verändern. Direkte Produzenten-Kunden-Beziehungen werden in den Hintergrund treten. Damit Marktmechanismen zum Tragen kommen können (liquider Wasserstoffmarkt), bedarf es eines zusammenhängenden, überregionalen und für alle Akteure offenen Wasserstoffnetzes.

Daneben kommt aber auch den industrie- und technologiepolitischen Zielen der NWS (Heimatmarkt/Technologieführerschaft in der Wasserstoffherzeugung) eine besondere Bedeutung als Treiber für den Wasserstoffmarkt und damit den Wasserstofftransport zu.

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?

Wettbewerb zwischen Erdgas und Wasserstoff

In der Regel werden viele Anwender technisch nicht die Möglichkeit haben, flexibel zwischen Erdgas bzw. synthetischem Methan (SNG) und Wasserstoff wechseln zu können. Eine Konkurrenz besteht somit primär in der Entscheidung, wann es sich für ein Unternehmen lohnt, seinen Gasbedarf von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen. Treiber sind hier der CO₂-Preis bzw. auch Mechanismen wie die in der NWS vorgesehenen Carbon Contracts for Difference. Eine Umstellung von Erdgas auf SNG kann im Regelfall kurzfristig und ohne technische Anpassungen bei der Anwendung erfolgen.

Wettbewerb zwischen den verschiedenen Erzeugungsarten von Wasserstoff

Grundsätzlich verstehen sich die Netze als neutrale Plattform für den Wettbewerb zum Transport von Wasserstoff, unabhängig von Farbe und Herkunft. Die Entwicklung des Einsatzes der Wasserstofftechnologie wird von politischen Entscheidungen abhängen.

Da innerhalb der EU die bei der Erzeugung freigesetzten Emissionen über das Europäische Emissionshandelssystem bewertet werden, können die verschiedenen Arten von Wasserstoff preislich in Konkurrenz zueinander treten. Steigenden CO₂-Preise würden dazu führen, dass die Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend preisliche Vorteile entwickeln könnte. Generell werden dafür Herkunftsnachweise (GO – Guarantee of Origin) benötigt. Innerhalb der EU ermöglichen sie die zusätzliche Förderung beim Endanwender (Carbon Contracts for Difference), beim Import von Wasserstoff nach Europa würden sie eine Besteuerung von nicht aus erneuerbaren Energien hergestelltem Wasserstoff ermöglichen.

Heute sind klar fossile Varianten des Wasserstoffes am günstigsten, gefolgt von blauem und türkischem Wasserstoff. Die Erzeugung des grünen Wasserstoffes ist derzeit am teuersten, wird aber langfristig als die günstigste gesehen. Somit werden voraussichtlich zu Beginn der Entwicklung die erstgenannten Varianten den Markt dominieren und grüner Wasserstoff muss durch systematische Zuwendungen gefördert werden. Mit zunehmender Wettbewerbsfähigkeit dominiert der grüne Wasserstoff den Markt und blauer sowie türkischer Wasserstoff werden ihre Nische in Bereichen zur Sicherung der Versorgungssicherheit finden, bevor diese Varianten komplett verschwinden.

3. Einführung Regulierung

Frage 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?

Die aus der Wettbewerbsökonomie abgeleiteten Prüfkriterien zu natürlichen Monopolen, relevanten Märkten und Marktversagen sind zwar grundsätzlich geeignet, eine Regulierungsnotwendigkeit bei bestehenden Märkten herzuleiten. Mit der NWS hat sich Deutschland jedoch das politische Ziel gesetzt, einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen zu schaffen. Maßgebliche Ziele sind, Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende zu etablieren und die regulatorischen Voraussetzungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien zügig zu schaffen. An diesen Zielen gemessen, sprechen nachfolgende Aspekte für eine Regulierung reiner Wasserstoffnetze:

- Für die Erreichung der Klimaneutralität in Deutschland und der EU verbleibt vor dem Hintergrund von Technologieentwicklung, Investitionszyklen und Genehmigungsverfahren nur eine kurze Zeitspanne von drei Jahrzehnten. Dies erfordert eine konsistente Regulierung, die allen Marktteilnehmern Handlungs- und Investitionssicherheit gewährt und die entsprechend der Bedürfnisse des Wasserstoffmarktes weiterentwickelt wird.
- Der sich aus dem EnWG und den Verordnungen ergebende Regulierungsrahmen für die öffentliche Gasversorgung hat sich bewährt und ist den Marktteilnehmern bekannt. Eine entsprechende Ausdehnung auf die Wasserstoff-Netzinfrastruktur, die ganz überwiegend auf einer Umstellung von heutigen Erdgasleitungen beruhen wird, schafft für alle Marktteilnehmer vorhersehbare und transparente Nutzungsbedingungen, auf deren Basis sie ihre Investitionsentscheidungen für Wasserstoffproduktion und -verwendung treffen können.
- Es besteht ein breiter politischer Konsens, dass zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele eine integrierte, optimierte Strom- und Gasnetzplanung erforderlich ist. Nur der Regulierung unterfallende Wasserstoffnetze könnten gesetzlich verpflichtet werden, sich an einer regulatorisch gesteuerten Netzentwicklungsplanung Strom/Gas zu beteiligen.

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?

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?

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?

Die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze ist zielführend und geboten.

Vor dem Hintergrund der Erfahrungen in den Netzbereichen Strom, Gas und Telekommunikation ist es sehr wahrscheinlich, dass es ohne eine Regulierung von Wasserstoffnetzen zu einem Missbrauch von „Marktmacht“ oder einer Diskriminierung beim Transport von Wasserstoff kommen kann.

Unabhängig davon ist eine Regulierung von Wasserstoffnetzen für die Erreichung der ambitionierten nationalen und europäischen Wasserstoffziele unabdingbar, da eine neutrale Netzplattform (wie bei Strom, Gas und Telekommunikation) die Grundlage für Investitionsentscheidungen und damit den Aufbau eines umfassenden Wasserstoffmarktes ist. Durch die Sicherheit in den Rahmenbedingungen wird der Hochlauf des Wasserstoffmarktes beschleunigt und die Erreichung der Klimaschutzziele begünstigt.

Auch wenn die Umstellung bestehender Erdgasleitungen und der Aufbau einer dedizierten Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur im grenzüberschreitenden Fernleitungsnetz beginnen wird, sollte eine konsistente, umfassende Regulierung die Verteilernetze von Anfang an mit umfassen. Dies insbesondere auch deshalb, da die BNetzA hier heute schon die Möglichkeit sieht, regulierte Biogas-Wasserstoffnetze zu errichten und zu betreiben. Überdies ist davon auszugehen, dass es in naher Zukunft auch lokal bzw. regional zu Umstellungen in Verteilernetzen kommen wird, da eine Vielzahl größerer Industriebetriebe an Verteilernetze angeschlossen sind und emissionsfreie Mobilitätslösungen auch im regionalen und lokalen Bereich - neben batterieelektrischen Fahrzeugen - erforderlich sind.

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).

Der zeitnahe Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffleitungs- und Speicherinfrastruktur sollte aus zeitlichen, ökonomischen und genehmigungsrechtlichen Gründen durch eine ganz überwiegende Umstellung bestehender Erdgasleitungen erfolgen. Hier haben Deutschland wie auch die Niederlande in Europa einmalige Bedingungen:

- aus der L-/H-Gas Umstellung ergeben sich frühzeitig Möglichkeiten der Umstellung bestehender L-Gas Leitungen auf den reinen Wasserstofftransport
- grenzüberschreitend gute Anbindungen an offshore-Windenergie im Norden
- Anbindung an 2/3 der deutschen Gasspeicherkapazitäten in Form von Kavernenspeichern in Norddeutschland

Voraussetzung für die Umstellung bestehender Erdgasleitungen ist es, dass die umzustellenden Leitungen Teil der öffentlichen Energieversorgung unter dem EnWG bleiben. So stellte und stellt das öffentlich-rechtliche Genehmigungsregime und die zivilrechtliche Grundstücksnutzung darauf ab, dass das Leitungsnetz als Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge der Sicherstellung der öffentlichen Energieversorgung dient. Aufgrund dessen ist Rechtsgrundlage der bestehenden Betriebsgenehmigungen das EnWG.

Des Weiteren ist das heutige Erdgasfernleitungsnetz in Deutschland durch Hunderttausende beschränkt persönliche Dienstbarkeiten (Leitungsrechte), Gestattungsverträge und Kreuzungsverträge zivilrechtlich gesichert. Sollten die in Frage kommenden Erdgasfernleitungen mit Umstellung auf einen reinen Wasserstofftransport aus der öffentlichen (regulierten) Energieversorgung fallen, wären aus heutiger Sicht die energierechtlichen Betriebsgenehmigungen und, jedenfalls zum Teil, die zivilrechtlichen Sicherungen der Grundstücksnutzung nicht fort nutzbar und müssten neu beigebracht werden. Neue Betriebsgenehmigungen müssten im Rahmen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), mit Fokus auf den Schutz der Umwelt und nicht der öffentlichen Energieversorgung, eingeholt werden. Durch den Wegfall

enteignungsrechtlicher Vorwirkungen der Planfeststellungen nach dem EnWG würde der erneute zivilrechtliche Rechtserwerb zudem deutlich erschwert und verteuert. Außerdem dürften die bestehenden Akzeptanzprobleme gegenüber Infrastrukturprojekten jedwede Neubeantragung der Grundstücknutzung zusätzlich erschweren, wenn nicht unmöglich machen. Deutschland würde eine einmalige industriepolitische Chance in einem weltweiten Wachstumsmarkt verpassen.

Frage 4

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

Ob, in wie weit und mit welchen möglichen Übergangsvorschriften die heutigen unregulierten Wasserstoffnetze von Air Liquide GmbH und Linde AG in eine Regulierung einbezogen werden, ist eine politische Entscheidung. Vorteile einer Einbeziehung wären die Größe des geschaffenen, einheitlich regulierten Wasserstoffnetzes und die damit verbundenen gleichen Wettbewerbsbedingungen der Wasserstoffnetznutzer. Gegen eine Einbeziehung spricht der eher regionale Netzcharakter, die begrenzten Netzkapazitäten und die zum Teil auf industriellen Prozessen beruhenden, komplexen und langfristigen Vertragsbeziehungen. Die bestehenden industriellen Wasserstoffnetze (Arealnetze) sind auch nicht ohne weiteres für das bestehende Entry-Exit-Modell geeignet. Deshalb wird zunächst eine Beibehaltung der aktuellen Freiheitsgrade empfohlen. Dies trägt dem Vertrauensschutz der Unternehmen in Infrastrukturinvestitionen sowie bestehenden Vertragsbeziehungen Rechnung.

Die FNB teilen die Ansicht der BNetzA, dass auch zwischen rein privatrechtlich betriebenen Wasserstoffnetzen und regulierten Wasserstoffnetzen als Teil der öffentlichen Energieversorgung – zumindest für eine Übergangszeit – sachgerechte Schnittstellenregelungen getroffen werden können.

4. Umfang einer Regulierung

Frage 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.

Die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in der EU basierte ganz maßgeblich auf einem konsequenten Unbundling und einer Zugangs- und Entgeltregulierung der Netze. Allen Marktteilnehmern sind diese Regeln vertraut, und sie würden – auch nach Auffassung der BNetzA – bei einer Wasserstoffbeimischung im Fernleitungsnetz bis 49% Anwendung finden.

Es liegt die Vermutung nahe, dass auch bei einem überwiegenden Wasserstoffanteil (> 50%) oder reinen Wasserstoffleitungen die Entflechtung verbunden mit einer Zugangs- und Entgeltregulierung für das Entstehen wettbewerblicher europäischer Wasserstoffmärkte essenziell ist. Zudem würde eine nur Teilregulierung zu vielfältigen Abgrenzungsfragen führen, die die Gerichte über die Zeit zu klären hätten, z.B.:

- Regelung bei operativ schwankenden Wasserstoffanteilen in Leitungen
- Aufgabenzuordnung BNetzA/BKartA bei den Einzelaspekten wie Netzzugangsmodell, Netzentgelte, Vertragsbedingungen, Netzbilanzierung, Handelspunkte, Netzausbau- und Engpassmanagement, Datenformate, Gasbeschaffenheit etc.

- Begründung, warum reine Wasserstoffleitungen im Verteilernetz evtl. anders reguliert wären als solche im Fernleitungsnetz

Ferner wäre die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen in Leitungen für den Transport von reinem Wasserstoff für die Netzbetreiber erheblich vereinfacht, wenn dies unter dem einheitlichen, bekannten und bewährten Regulierungsregime erfolgt.

Frage 2

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

Das deutsche Energie- und Regulierungsrecht sieht vielfältige Unterschiede zwischen der Regulierung von Fernleitungs- und Verteilernetzen vor, und zwar zu allen drei Regulierungsschwerpunkten (Zugangs- und Entgeltregulierung sowie Entflechtung). Diese sind z.T. sachlich gerechtfertigt, z.T. historisch gewachsen. Vor diesem Hintergrund sollte die Netzregulierung von Wasserstoffnetzen unter Berücksichtigung der jeweiligen Regulierungsrahmen für Erdgasfern- und Verteilernetzen eingeführt werden. Dies würde auch naheliegenden Entwicklungen im Fernleitungsnetz (frühzeitiger Aufbau reiner Wasserstoffnetze durch Umstellung) und Verteilernetzen (vermehrte Beimischung und Anschluss an vorgelagerte Wasserstoffnetze) Rechnung tragen.

Frage 3

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

Viele Netzbetreiber in Europa betreiben heute netztechnisch separierte L-Gas und H-Gas Netze, ohne dass hierfür das Modell des Kombi-Netzbetreibers Anwendung finden würde. Seinen Ursprung hat das Modell in der funktionalen (zulässigen) Differenzierung der Tätigkeiten eines Netzbetreibers, wie der gleichzeitige Betrieb eines Strom- und Gasnetzes oder der gleichzeitige Betrieb eines Fernleitungs- und Verteilernetzes. Funktional ist der Betrieb eines (grenzüberschreitenden) Wasserstoffhochdrucknetzes Fernleitung, so dass aus Sicht der FNB kein Fall des Kombi-Netzbetriebs vorliegt. Somit ist der gleichzeitige Betrieb eines Erdgas- und Wasserstofffernleitungsnetzes möglich und auch sinnvoll, ohne dass damit ein Kombi-Netzbetreiber vorläge.

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?

Das bestehende Regulierungsregime für Erdgas ist insbesondere für die zu erwartenden Marktteilnehmer (u.a. Investoren, Energieversorger, industrielle und sonstige Wasserstoffverwender) bekannt und bewährt. Auch wenn einzelne Aspekte für Wasserstoffnetze eine anderweitige Gestaltung erfordern mögen, sehen die FNB keinen Bedarf für einen grundsätzlich anderen Regulierungsrahmen. Mit Blick auf die zeitnahe Einführung eines verlässlichen Rechtsrahmens für den Aufbau der Wasserstoffnetze, ist die Anpassung bestehender Regelungen für Erdgas im EnWG bzw. der entsprechenden Verordnungen mit anschließender evolutionärer Weiterentwicklung ein sachgerechter, den verschiedenen Aspekten am ehesten

gerecht werdender Ansatz. Eine Regelung in einem separaten EnWG-Kapitel erscheint ebenfalls sachgerecht.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für die im ersten Schritt für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur notwendigen Anpassungen im EnWG und der GasNZV in dem Verbändepapier „Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt“⁴ konkrete Vorschläge vorgelegt.

Nicht zielführend wäre eine Regelung in einem separaten Gesetz außerhalb des EnWG. Der zu erwartende mehrjährige Gesetzgebungsprozess eines noch zu entwickelnden Wasserstoffinfrastrukturgesetzes würde die notwendige Geschwindigkeit und Dynamik des Markthochlaufs blockieren und bei den Marktteilnehmern zu hoher Rechtsunsicherheit mit teilweise unüberwindbaren Investitionshemmnissen führen. Wichtige technologische Entwicklungen der Wasserstoffwirtschaft würden ggf. in anderen Ländern erfolgen.

Zum anderen handelt es sich bei Wasserstoff um einen Energieträger wie Erdgas oder Elektrizität. Diese Tatsache muss durch eine entsprechende gesetzessystematische Verankerung im EnWG klargestellt werden. Ferner spricht gegen ein separates Gesetz, dass ein wichtiger Teil des Energierechts nicht außerhalb des zentralen Gesetzeswerkes EnWG geregelt werden sollte, wenn die zu regelnde Materie erhebliche Anknüpfungspunkte und Überschneidungen (z.B. § 1 Absatz 1 EnWG, NEP-Prozess) mit dem für Erdgas und für Elektrizität geltenden Regeln des EnWG hat. Im Einzelnen würde sich eine Vielzahl von Abgrenzungsfragen ergeben (siehe dazu auch Frage 4.1), die zu erheblicher Rechtsunsicherheit führen würden.

Frage 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?

Die sukzessive Schaffung eines konsistenten Regulierungsrahmens (auf Basis der bestehenden Regulierungsvorschriften für Erdgas), der schrittweise an die Bedürfnisse des Wasserstoffmarktes angepasst wird, ist ein vorzugswürdiger Ansatz.

Ein unregulierter Aufbau der Infrastrukturen kommt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber nicht in Frage, da ein solches Netz ökonomisch ein natürliches Monopol darstellen würde und der spätere Eingriff seitens des Gesetzgebers, verbunden mit der Gefahr einer Entwertung der Assets, schon heute abzusehen ist.

Die Schaffung eines komplett neuen Regulierungsrahmens gerade für die Markthochlaufphase ist nicht zielführend, weil es der Umsetzung der beschlossenen NWS die notwendige Geschwindigkeit und Dynamik nimmt. Die Entwicklung eines völlig neuen Regulierungsrahmens würde voraussichtlich viel Zeit in Anspruch nehmen. Außerdem würde ein solches Gesetz in der Markthochlaufphase eine begrenzte Anzahl an Kunden adressieren, woraus eine dem Markthochlauf abträgliche Kostenbelastung dieser ersten Nutzer zur Finanzierung der entstehenden Wasserstoffinfrastruktur resultieren kann. Der Dekarbonisierungsoption Wasserstoff könnten damit unüberwindbare Investitionshemmnisse erwachsen.

⁴ https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_bdi_bdew_vik_dihk_auf_dem_weg_zu_einem_wettbewerblichen_wasserstoffmarkt_april_2020_final.pdf

Frage 6

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

Die FNB halten Übergangsregelungen für bestehende Wasserstoffnetze für geboten. Die Eigentümer haben im Vertrauen auf die Zulässigkeit ihres vertikal integrierten Geschäftsmodells Investitionen in ihre Netze getätigt und langfristige Lieferverträge mit Kunden abgeschlossen, die auch den Transport zur jeweiligen Abnahmestelle umfassen. Eine übergangslose Änderung des Rechtsrahmens würde zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Entwertung dieser Investitionen und zu einer unnötigen Störung der bestehenden Geschäftsbeziehungen führen. Wie genau Übergangsregeln aussehen und für welche Dauer sie gelten sollten, sollte im Dialog mit den Eigentümern als politische Entscheidung getroffen werden.

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?

Für den Übergang von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen bedarf es der Klarstellung zur grundsätzlichen Fortnutzbarkeit bestehender Erdgasfernleitungen bei einer Umstellung auf Wasserstoff (Übertragung des Genehmigungsregimes unter Beachtung gegebenenfalls erforderlicher technischer Anpassungen) sowie zur Weitergeltung bzw. zur Übertragbarkeit von bestehenden beschränkt persönlichen Dienstbarkeiten (Leitungsrechten) und vertraglichen Nutzungsrechten an Grundstücken (Gestattungsverträge und Kreuzungsverträge) auf den Transport von Wasserstoff.

Zur grundsätzlichen Fortnutzbarkeit bestehender Erdgasfernleitungen bei einer Umstellung auf Wasserstoff würde die Anwendung §§ 43ff. EnWG (gleiches Genehmigungsregime für Erdgas- wie auch Wasserstoffleitungen) Rechtssicherheit schaffen. Überdies würde eine auf die Wasserstoffumstellung anwendbare, vergleichbare Regelung zu § 43f Abs. 2 EnWG (Wegfall der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)-Pflicht bei gewissen technischen Voraussetzungen) eine Umstellung beschleunigen. Voraussichtlich wären die erforderlichen technischen Anpassungen der Wasserstoffumstellung einer bereits errichteten und betriebenen Erdgasleitung ohnehin nicht UVP-relevant, so dass eine starre UVP-Vorprüfungspflicht mit vorhersehbaren Ergebnissen zu unverhältnismäßigen Mehraufwendungen und zeitlichen Verzögerungen führen würde.

Die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff sollte dadurch erleichtert werden, dass im Energiewirtschaftsgesetz eine Auslegungsregel für beschränkt persönliche Dienstbarkeiten und für vertraglich vereinbarte Gestattungen eingefügt wird. Da viele der für Erdgasnetze bestehenden Leitungsrechte und vertraglichen Nutzungsrechte nicht eindeutig auch für den Transport anderer Gase als Erdgas formuliert wurden (z.B. Dienstbarkeiten für „Erdgasleitungen“) besteht das Risiko, dass diese bei der Umstellung einer bisherigen Erdgasleitung auf den Transport von Wasserstoff zivilrechtlich angegriffen werden könnten und ggf. neu eingeholt werden müssten. Dies würde zu erheblicher Rechtsunsicherheit, erheblichen Verzögerungen und zusätzlichen Kosten durch Neueinholung und Entschädigung der Rechte führen. Eine Ausdehnung des Anwendungsbereiches bestehender Rechte wäre sachlich gerechtfertigt, da mit der Umstellung auf ein anderes transportiertes Gas, welches ebenfalls der Versorgung der Allgemeinheit mit Gas i.S.d. § 1 Abs.1 EnWG dient, für den Grundstückseigentümer keine grundlegende Veränderung einhergeht.

5. Netzanschluss/ Netzzugang/ Netzausbau

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?

Eindeutige Kriterien und Vorgaben für Netzanschluss- und Netzzugang von Wasserstoffherzeugungsanlagen sind die Grundvoraussetzung für die diskriminierungsfreie Nutzung des öffentlichen Netzes zum Transport von Gas. Ein Einspeisevorrang aus volkswirtschaftlicher Sicht ist nicht zielführend. Die Einspeisung und der Transport von Wasserstoff sollten technologieneutral möglich sein. Wenn bestimmte Arten der Wasserstoffproduktion bevorzugt und gefördert werden sollen, sollte dies durch eine konsequente CO₂-Bepreisung verbunden mit Herkunftsnachweisen (GOs) erfolgen. Dies gilt umso mehr, sollte sich Wasserstoff zu einem über die Grenzen Europas handelbaren globalen Energieträger entwickeln.

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?

Die Schaffung eines Einspeisevorrangs für bereits bestehende industrielle Wasserstoffleitungen sollte im Zusammenhang mit etwaigen Übergangsregelungen für diese Netze geklärt werden (siehe dazu auch Frage 4.6).

Eine konsequente CO₂-Bepreisung verbunden mit Herkunftsnachweisen würde unabhängig von der Regulierungsfrage eine indirekte Lenkungswirkung auch bei industriellen Wasserstoffleitungen schaffen.

Frage 3

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

Zumindest in der Anfangs-/Übergangszeit ist neben der Einspeisung von grünem Wasserstoff auch die Einspeisung von blauem oder türkischem Wasserstoff erforderlich, um ausreichend große Mengen von klimaneutralem Wasserstoff in den Markt zu bringen. Privilegierungsregelungen auf Netzebene (z.B. Einspeisevorrang) dürfen dem nicht entgegenstehen. Eine Privilegierung sollte vorzugsweise nur im Handels- bzw. Endanwendungsbereich, z.B. durch die CO₂-Bepreisung bzw. durch eine Differenzierung im Herkunftsnachweissystem, erfolgen.

Zur bedarfsgerechten und nachhaltigen Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch ist es zudem sinnvoll, die volatile Einspeisung von grünem Wasserstoff, welcher in Abhängigkeit von der Erzeugung erneuerbaren Stroms erzeugt wird, mit einem kontinuierlichen Gasfluss aus der Produktion von blauem oder türkischem Wasserstoff zu kombinieren. Dies gilt vor allem für die frühe Phase der Wasserstoffnetzentwicklung, in der mit wenigen Einspeisungen so eine bedarfsgerechte und sichere Versorgung ermöglicht wird.

Frage 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?

Zur Ermittlung eines Wasserstoffnetzes, das Erzeuger und Verbraucher miteinander verbindet, ist eine physikalische Netzberechnung zwingend notwendig, um einen kosteneffizienten Netzausbau zu ermitteln. Im Rahmen des NEP Gas 2020-2030 wurde auf diese Weise überprüft, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können und wo der Neubau von Wasserstoffinfrastruktur notwendig ist.

Die passenden Kapazitätsprodukte und Entgeltmodelle sind auf Basis der Netzstrukturen sowie unter Berücksichtigung der Anforderungen von Erzeugern und Verbrauchern sachgerecht zu entwickeln und im Laufe des Aufbaus und der Etablierung des Wasserstoffmarktes weiterzuentwickeln.

Das von den FNB angewandte Netzzugangsmodell ist weitgehend vom physikalischen Netzzugangsmodell losgelöst (Entry-Exit-Modell). Entsprechend erfolgt auch die Netzentgeltbildung weitgehend losgelöst von der konkreten Transportpfadnutzung (Briefmarkenmodell). Die bestehende Flexibilität des bewährten europäischen Rechtsrahmens sollte auch für die Wasserstoffnetze ausgeschöpft werden. Hierfür bietet sich der im europäischen Recht verankerte Prozess zur Überarbeitung von Network-Codes an, der unter Einbindung der Stakeholder, der Regulierungsbehörden und der EU-Kommission erfolgt.

Frage 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?

Für den Transport von reinem Wasserstoff sind eigene Wasserstoffbilanzkreise erforderlich. Die Abwicklung bzw. Durchführung der Bilanzierung kann weiterhin über die etablierte Rolle des Marktgebietsverantwortlichen erfolgen.

Bei der Gestaltung des zukünftigen Regel- und Ausgleichsenergiesystems ist zu berücksichtigen, dass eine Überspeisung und Konvertierung zwischen methanhaltigen Gasnetzen und Wasserstoffnetzen auf der Fernleitungsnetzebene nur begrenzt möglich ist. Zudem ist auszuschließen, dass Marktteilnehmer fehlende Wasserstoffmengen bilanziell mit preiswertem fossilem Erdgas ausgleichen.

Das Regel- und Ausgleichsenergiesystem im Wasserstoff kann, ähnlich dem aktuellen Erdgassystem, konzipiert werden. Dabei ist zu beachten, dass der Bedarf der Netzbetreiber nach Regelenergie in Abhängigkeit von gesetzten Bilanzierungszeiträumen und -ausgleichen variiert: Je länger ein Bilanzierungszeitraum ist (z.B. jährlicher Bilanzausgleich), desto mehr Flexibilität erlangt der Transportkunde in Bezug auf sein Ein- bzw. Ausspeiseverhalten und desto mehr Regelenergie benötigt ein Netzbetreiber grundsätzlich. Insbesondere in der anfänglichen Marktaufbauphase ist die Verfügbarkeit von Regelenergie für Wasserstoff begrenzt. Auch hier kann blauer oder türkiser Wasserstoff helfen, eine Grundliquidität in den Wasserstoffmarkt und damit auch den Regelenergiemarkt Wasserstoff zu bringen.

Eine weitergehende bilanzielle Differenzierung unterschiedlicher Wasserstoffarten (je nach Herstellungsverfahren) ist nicht erforderlich, da eine mögliche Differenzierung über eine sachgerechte CO₂-Bepreisung und Herkunftsnachweise erfolgen kann.

Frage 6

Bedarf es eines virtuellen Handelspunktes für Wasserstoff?

Für einen liquiden Wasserstoffmarkt ist die Nutzung eines virtuellen Handelspunktes unerlässlich. Die FNB gehen davon aus, dass die Entwicklung des Wasserstoffmarktes sowie die Entwicklung der für den Wasserstofftransport sowie die Wasserstoffspeicherung notwendigen Infrastruktur sukzessive erfolgt. Mit der Entwicklung des Verbrauchs und der Produktion sowie einer bedarfsgerechten Weiterentwicklung der Transport- und Speicherinfrastruktur erhöht sich die Marktliquidität und die Bedeutung der Punkt-zu-Punkt Beziehungen nimmt ab. Ein virtueller Handelspunkt, der das Angebot und die Nachfrage nach Wasserstoff zusammenbringt, wird diesen Prozess unterstützen und beschleunigen. Hier kann ebenfalls auf die bestehenden Prozesse bzw. Funktionen des Marktgebietsverantwortlichen zurückgegriffen werden.

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?

Ein separater Wasserstoffnetzentwicklungsplan ist weder erforderlich noch zweckdienlich.

Infrastrukturplanungen für Wasserstoff als gasförmige Energieträger sind Teil der Netzentwicklungsplanung Gas. In einer vollständigen Gastransportnetzmodellierung sind sowohl die Transportbedarfe für Wasserstoff als auch Methan zu berücksichtigen. Nur so kann sachgerecht geprüft werden, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können (Teil der Erdgasmodellierung). Darauf aufbauend wird der Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz (umgestellte oder neue Netzausbaumaßnahmen) modelliert (Teil der Wasserstoffmodellierung). Darüber kann der bedarfsorientierte Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erfolgen und das Gesamtoptimum zur Erdgas- und Wasserstoffversorgung erreicht werden. Wie bereits unter Frage 5.4 ausgeführt, haben die FNB im NEP Gas 2020-2030 diese Modellierungsschritte bereits angewendet.

Sowohl die europäische als auch die nationale Wasserstoffstrategie messen der integrierten Planung der Strom- und Gasnetze große Bedeutung bei dem erforderlichen tiefgreifenden Umbau der europäischen Energieversorgung zu. Hierbei wird das Wasserstoffnetz eine besondere Bedeutung gewinnen, da es längerfristig die Verfügbarkeit, saisonale Speicherbarkeit und den Zubau erneuerbarer Energien von einem bloßen Ausbau des Stromnetzes entkoppelt.

Zum NEP Strom bieten sich folgende Schnittstellen an: Potenzielle Standorte von PtG-Anlagen, Wasserstoffabnehmer (z.B. industrielle Kunden), die sowohl Bedarfe bei FNB und ÜNB anfragen.

Die Verteilernetzbetreiber können bereits über die Meldung ihrer Langfristprognose Projektvorhaben für Wasserstoff an die Fernleitungsnetzbetreiber melden. Diese werden im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas berücksichtigt. Unter der Annahme, dass es zukünftig auch zu dezentralen, lokalen wie regionalen Wasserstoffproduktionen aus PtG verbunden mit Einspeisungen in Verteilernetze kommen wird, sind diese zwingend eng in den Netzentwicklungsplanprozess einzubeziehen. Dies gilt insbesondere, um eine schrittweise Anbindung von Verteilernetzen an das Wasserstoffnetz mit stabilen Wasserstoffbeimischungswerten im Verteilernetz planen zu können.

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?

Während die Standorte von Importterminals für verflüssigten Wasserstoff und auch Produktionsstandorte für blauen und türkisen Wasserstoff keine gesonderten Allokationsanreize benötigen, ist die richtige Wahl der Standorte von PtG-Anlagen (aber auch die Höhe der installierte Leistung) insbesondere wichtig für ihre Systemdienlichkeit im Stromsystem und besitzt daher ein hohes Potential zur Optimierung des Gesamtenergiesystems (Strom und Gas).

Die Planung von Strom- und Gasnetzen (inkl. Wasserstoff) sollte daher auf abgestimmten Energie- und Infrastrukturszenarien aufsetzen und sehr gut koordiniert (ggf. mit Iterationen zwischen ÜNB und FNB) erfolgen. Der Prozess muss ermöglichen, dass PtG und andere Schnittstellensysteme, wie z.B. Gaskraftwerke, sowie Speicher optimal im Gesamtenergiesystem und nicht nur in einem einzelnen System geplant und genutzt werden. Dabei sollten bei PtG-Anlagen auch systemdienliche Nutzungsszenarien verbindlich mit eingeplant werden, letzteres auch auf der Verteilernetzebene.

In einem optimiert abgestimmten und geplanten Gesamtenergiesystem können erheblich höhere Erzeugungsleistungen erneuerbarer Energien integriert werden, ohne den Bedarf an zusätzlichen Stromnetzausbauten auszulösen. Dabei ist in der Regel die Allokation von PtG-Anlagen an der Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom deutlich effizienter für das Gesamtsystem als die Anordnung am Verbrauchsschwerpunkt von Wasserstoff. Ebenso wird die saisonale Speicherung eine wichtige Funktion im Gesamtenergiesystem einnehmen und muss entsprechend im Rahmen einer optimierten Planung berücksichtigt werden.

Problematisch dagegen für eine entsprechende Planung des Gesamtenergiesystems sind die aktuellen Kriterien zur Umsetzung der RED II-Richtlinie, die eine „Zusätzlichkeit“ des erneuerbaren Stroms, eine Errichtung vor einem Engpass und die „Gleichzeitigkeit“ von Produktion und Verbrauch fordern.

An dieser Stelle ist auch auf die Europäische Wasserstoffstrategie zu verweisen, die ebenfalls eine eng verzahnte integrierte Planung der Energienetze von Strom, Gas und Wasserstoff im Rahmen des „TYNDP“ vorsieht und ausdrücklich beschreibt, dass in diesem Rahmen u.a. auch Standorte für Elektrolyse-Anlagen identifiziert werden sollen.

Frage 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.

Wie bereit in Frage 5.8 ausgeführt, ist die richtige Allokation von PtG-Anlagen insbesondere für ihre Systemdienlichkeit im Stromsystem von Bedeutung. Durch eine effiziente Allokation von PtG-Anlagen an der EE-Erzeugung können auch Schwankungen auf der Nachfrageseite von Wasserstoff besser ausgeglichen werden.

Unter der Voraussetzung der sukzessiven Entwicklung eines überregionalen öffentlichen Wasserstoffnetzes (überwiegend auf Basis bestehender Erdgasnetze), werden die Transportkapazitäten für Wasserstoff voraussichtlich keinen limitierenden Faktor für ein zukünftiges Wasserstoffsystem und eine Wasserstoffwirtschaft im Rahmen der Energiewende darstellen. Insofern sind Allokationsanreize zur Ansiedlung neuer Wasserstoffverbraucher nahe am Erzeugungsstandort von Wasserstoff nicht erforderlich. Für den erfolgreichen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft muss Wasserstoff deutschlandweit, diskriminierungsfrei und zu gleichen Entgelten zur Verfügung stehen.

Frage 10

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

Speicher werden, wie in der Erdgasinfrastruktur, eine entscheidende Rolle für die Versorgungssicherheit einnehmen. Insbesondere die Erzeugung von Wasserstoff über PtG wird (bei einer systemdienlichen Auslegung) sehr volatil sein. Speicher (insbesondere Kavernen) werden daher notwendigerweise genutzt werden müssen, um die variable Erzeugung von Wasserstoff auszugleichen. Zusätzlich besteht, wie bei Erdgas, ein saisonaler Speicherbedarf für Wasserstoff, da z.B. die Erzeugung aus PV-Strom eher im Sommer erfolgt, aber ein signifikanter Wärmebedarf im Winter gedeckt werden muss (Ausgleich saisonaler Verbrauchsschwankungen).

Auch für blauen und türkisen Wasserstoff sind Speicher erforderlich, um die hohe Auslastung der Produktionsanlagen bzw. Importterminals an die saison- bzw. tagesspezifischen Verbrauchsschwankungen anzugleichen.

Außerdem stellen Wasserstoffspeicher in Kombination mit Gaskraftwerken langfristig die aktuell einzig bekannte Kombination dar, um eine zwingend notwendige Absicherung der Stromerzeugung (Dunkelflaute) in einem dekarbonisierten Energiesystem zu gewährleisten.

Die Verortung von neuen Speicherprojekten und die Umstellung bestehender Speicher von Erdgas auf Wasserstoff sollte Ergebnis einer abgestimmten Planung der Infrastruktursysteme Strom und Gas (inkl. Wasserstoff) sein.

6. Finanzierung

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?

Der Klimaschutz als höherrangiges Ziel rechtfertigt eine Kostentragung des Transformationsprozesses der Erdgaswirtschaft durch alle Beteiligten.

Entsprechend der NWS kommt Wasserstoff als gasförmigem Energieträger mit einem hohen CO₂-Einsparpotential eine zentrale Rolle in der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende und somit bei der Erreichung der klimapolitischen Ziele zu. Mittels einer sukzessiven Substitution von Erdgas durch klimaneutralen Wasserstoff sowie der Umstellung der Erdgastransportinfrastruktur auf den Wasserstofftransport erfolgt eine kontinuierliche Dekarbonisierung des Gassektors. Da hiervon alle Gasverbraucher und Gasnetzkunden betroffen sind, sollten die Kosten der Umstellung der Transportinfrastruktur auch von allen Gasnetzkunden im gleichen Maße getragen werden.

Unabhängig davon ist eine getrennte Kostenzuordnung zu den entsprechenden Bereichen nicht sachgerecht umzusetzen, u.a. weil der Aufbau des Wasserstoffnetzes aus dem bestehenden Erdgasnetz auch Maßnahmen im Bestandsnetz erforderlich macht.

Die Bereitstellung der erforderlichen Wasserstofftransportinfrastruktur durch Umstellung existierender Erdgasleitungen ist im Vergleich zu einem Leitungsneubau mit deutlich geringen Kosten verbunden. Die Allokation der Transportkosten im Erdgassystem (FNB-Ebene) erfolgt heute über die Berechnung der Transporttarife in Abhängigkeit von den prognostizierten Kapazitätsbuchungen. In der Anfangsphase des Markthochlaufs ist das erwartete Kapazitätsgerüst im Wasserstoffnetz, gemessen an dem hierfür vorzuhaltenden Leitungssystem, eher gering. Spezifische, reine Wasserstofftransportentgelte (Kosten der Wasserstoffinfrastruktur / gebuchte Wasserstofftransportkapazität) würden daher trotz geringer Umstellungskosten bei einer separaten Berechnung vergleichsweise hoch ausfallen.

Während im Produktions- und Verbraucherbereich finanzielle Unterstützung für den Markthochlauf im Rahmen diverser staatlicher und europäischer Förderprogramme vorgesehen ist, sollte auf der Infrastrukturebene eine Kostenentlastung der Wasserstoffsystemnutzer in der Anfangsphase durch eine gemeinsame Tariffberechnung mit allen Gaskunden deutschlandweit stattfinden. Mit der Entwicklung eines liquiden Wasserstoffmarktes und der daraus resultierenden höheren Auslastung der vorzuhaltenden Wasserstoffinfrastruktur sowie dem sukzessiven Rückgang des Erdgaseinsatzes könnten durch die gemeinsame Tariffberechnung die Tarifschwankungen sowohl für die Wasserstoffsystemnutzer wie auch die Erdgassystemnutzer minimiert werden. Damit kann die Transformation hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem sozialverträglich gestaltet werden. Über eine gemeinsame Tariffberechnung würden alle Gaskunden zur Dekarbonisierung des Gassektors beitragen und auch von ihr langfristig durch eine insgesamt kostendämpfende Wirkung profitieren.

Eine anteilige Kostentragung durch die Stromkunden müsste anhand der Regeln für die Kostenkalkulation des vermiedenen Netzausbaus erarbeitet und in Abstimmung mit dem Markt festgelegt werden. Zum anderen werden Elektrolyseanlagen im Rahmen des aktuellen gesetzlichen Rahmens selbst als Endverbraucher eingestuft und würden in diesem Fall mit zusätzlichen Kosten belastet werden. In Perspektive könnten aber die vermiedenen Netzausbauentgelte im Strombereich zur Verrechnung mit Wasserstofftransportkosten in Erwägung gezogen werden. Außerdem wird blauer und türkiser Wasserstoff insbesondere in der Anfangsphase einen erheblichen Kapazitäts- und Mengenanteil am Gesamtbedarf haben, so dass eine Kostenbeteiligung der Stromkunden aus heutiger Sicht nicht angemessen erscheint.

Frage 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, bei reinen Netzentgelten nur für die Nutzer der Wasserstoffinfrastruktur sind in der Anfangsphase hohe Endkundenpreise zu erwarten. Beim Markthochlauf von Wasserstoff mit anfangs geringen Mengen und damit einer anfangs geringen Auslastung der Wasserstoffinfrastruktur stehen zunächst verhältnismäßig hohe Kosten relativ geringen Transportbuchungen gegenüber. Eine reine Netzentgeltbildung für Wasserstoffnetze würde daher zu vergleichsweise sehr hohen Wasserstoffnetzentgelten gegenüber den bisherigen Gasnetzentgelten führen.

Bei unterschiedlichen Entgelten für verschiedene Wasserstoff-Teilnetze sind starke Preisschwankungen bei Neuanschlüssen und beim Zusammenwachsen der Netze zu erwarten. Industrieunternehmen, die auf wasserstoffbasierte Verfahren umstellen, benötigen für derartig kostenintensive Transformationsprozesse eine hohe Planungssicherheit und Entgeltstabilität, um Investitionsentscheidungen für einen sich in der Entwicklung befindlichen Markt zu treffen. Sowohl hohe als auch stark schwankende Entgelte verzögern oder verhindern diese.

Durch ein Wälzen der Kosten über ein einheitliches Entgelt für Wasserstoff und Erdgas bzw. Methan fallen die Kosten für den Aufbau der Wasserstoffnetze weniger ins Gewicht. Daher sollte die Entwicklung der energetischen Gasnetze als Einheit erfolgen und es sollten gemeinsame Netzentgelte für Erdgas bzw. Methan und Wasserstoff gelten.

Frage 3

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

Die für die Ziele der NWS notwendige Transportinfrastruktur kann überwiegend aus dem heute bestehenden Erdgasnetz entwickelt werden, weil Teile der Infrastruktur – z.B. das L-Gas Leitungssystem nach dem Produktionsende von L-Gas, aber auch Teile des H-Gas Leitungssystems wegen rückläufiger konventioneller Erdgasmengen – perspektivisch nicht mehr für den Transport von fossilem Erdgas benötigt werden. Die Weiter- bzw. Folgenutzung der bestehenden Fernleitungsnetze für den Wasserstofftransport ist volkswirtschaftlich effizient und kann eventuelle Sonderabschreibungs- und Rückbaubedarfe und die damit verbundenen Anstiege der Entgelte für die verbleibenden Netznutzer vermeiden. Aus der Mischkalkulation ergäbe sich in der bisherigen Regulierungspraxis der äußerst positive Effekt, dass strukturelle Umbrüche in der Gaswirtschaft über das Gesamtsystem der leitungsgebundenen Gasversorgung refinanziert werden könnten.

Frage 4

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

Grundsätzlich wäre die Abfrage oder Einschätzung der Zahlungsbereitschaften verschiedener Nutzergruppen (Wasserstoffkunden, Erdgaskunden, Stromkunden etc.) mit einem geeigneten Marktforschungsverfahren möglich (z.B. Choice basierte Methoden), um darauf aufbauend die Umsetzbarkeit von Investitionen und Finanzierungsmodellen zu prüfen. Fraglich sind jedoch die Belastbarkeit und Aussagefähigkeit der Antworten, da die Zahlungsbereitschaft der Befragten auch von der vollständigen Information über die individuellen Opportunitäten abhängig ist. Da maßgebliche Randbedingungen für die Zukunft heute noch nicht festgelegt sind, wird die politische und energiewirtschaftliche Zielrichtung der Befragten die Antworten verzerren, so dass sinnvolle Schlussfolgerungen für den Aufbau und die Finanzierung einer Wasserstoffinfrastruktur damit nicht möglich sind.

Frage 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?

Die Netzbetreiber benötigen Investitionssicherheit für den Neubau bzw. die Umstellung der Gasinfrastruktur auf den Wasserstofftransport sowie möglicherweise höhere Beimischungsquoten – nicht nur für die aktuellen engen Beimischungsquoten gem. Regelwerk. Die Abbildung dieser Kosten sollte möglichst ohne Zeitverzug über die Netzentgelte erfolgen.

Eine Erweiterung des Modells um ergänzende Finanzierungsansätze ist grundsätzlich denkbar.

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 Kosten zur Umsetzung des im NEP Gas 2020-2030 entwickelten „H2-Startnetzes“ (Grüngas-Variante) wurden von den FNB mit 660 Mio. € abgeschätzt, wobei insbesondere hohe Synergieeffekte durch Nutzung bestehender Erdgasleitungen erzielt werden. Allerdings würde bereits für die Umsetzung der Zielvorgaben aus der NWS bis 2030 ein umfangreicheres Netz benötigt als im NEP Gas 2020-2030 geplant.

Die Kosten für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bis 2050 lassen sich zum aktuellen Zeitpunkt und ohne die Setzung von konkreten Rahmenbedingungen nicht in einer verantwortungsvollen Weise beziffern.

Um jedoch mögliche Effekte und regionale Unterschiede möglichst gering und langfristig stabil zu halten, empfehlen die FNB eine gemeinsame Entgeltbildung von Wasserstoff und Methaninfrastruktur. Damit würden alle Netzkunden im gleichen Maße zur Dekarbonisierung des Gassektors beitragen und von der klimapolitischen Gesamtwirkung profitieren.

Frage 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?

Die FNB halten eine vollständige Anwendung der ARegV auf regulierte Wasserstoffnetze grundsätzlich für sachgerecht, sofern die Regelungen auf die gesamte Erlösobergrenze des Gasnetzes (Erdgas und Wasserstoff) Anwendung finden. Anpassungen bzw. eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung für Wasserstoffnetze kann, falls es sich als erforderlich erweist, im Sinne einer „lernenden“ Regulierung, zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

Frage 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 Effizianzenreize dann sinnvoll und wirksam gesetzt werden?

Die FNB halten die Anwendung des Effizienzvergleichs auch auf regulierte Wasserstoffnetze für grundsätzlich sachgerecht, sofern er auf die gesamte Erlösobergrenze des Gasnetzes (Erdgas und Wasserstoff) Anwendung findet. Innerhalb des Effizienzvergleichs ist sicherzustellen, dass etwaige Besonderheiten und insbesondere auch die voraussichtlich unterschiedliche Betroffenheit der einzelnen FNB hinsichtlich des Anfalls von Kosten beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur – und zwar sowohl der Höhe als auch des Zeitpunktes nach – angemessen berücksichtigt werden.

Frage 9

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

Wie unter Frage Nr. 7 und 8 erläutert, halten die FNB es grundsätzlich für sachgerecht, die bestehenden Regeln auch auf regulierte Wasserstoffnetze anzuwenden.

Frage 10

Unter der Prämisse, dass es eine reine Wasserstoffinfrastruktur mit Wasserstoffnetzentgelten geben sollte, mit welchem System sollen die Kosten auf die Entgelte umgelegt werden? Das heißt können das im Bereich der Gas-VNB genutzte Netzpartizipationsmodell und das Briefmarkenmodell im FNB Bereich auch für Wasserstoff Anwendung finden?

Die FNB halten auch bei der Ausbildung einer reinen Wasserstoffinfrastruktur die Anwendung desselben Entgeltsystems auf Basis einer einheitlichen Erlösobergrenze für Gasnetze (Erdgas und Wasserstoff) für sachgerecht.

Das Entry/Exit-System mit Kapazitätsentgelten auf FNB-Ebene hat sich bewährt.

Frage 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 Steuerung der Wasserstoffnachfrage ist keine Aufgabe, die über das Netzentgeltsystem erfolgen sollte.

Unabhängig davon haben sich im Erdgasbereich zumindest auf der Ebene der Fernleitungsnetze Kapazitätsentgelte bewährt. Die FNB sind daher der Auffassung, dass diese Systematik auch auf Wasserstoffnetze übertragen werden sollte.

Frage 12

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

Bislang gibt es noch nicht für alle Anlagenklassen abschließende Forschungsergebnisse bzw. Erfahrungen für den Wasserstofftransport.

Hierzu wird aktuell intensiv geforscht. Erste Erkenntnisse zeigen aber, dass die Nutzungsdauern von Stahlrohrleitungen für Neubauten, die für den Transport von Wasserstoff ausgelegt sind, voraussichtlich vom Erdgas übernommen werden können.

Frage 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.

Eine Differenzierung der anzuwendenden Entgeltregulierungsvorschriften nach Phasen ist nicht sachgerecht. Die Kosten sollten im Rahmen der allgemeinen Erlösobergrenze berücksichtigt und nach den gleichen grundlegenden Vorschriften, die bei der Erdgasinfrastruktur Anwendung finden, in die Kapazitätsentgelte einbezogen werden.