



Beteiligung an der Konsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

I. Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

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

Wir gehen davon aus, dass sich von Beginn an ein reines Wasserstoffnetz parallel zum bestehenden Erdgasnetz entwickeln wird (s. II.). Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wird unseres Erachtens über die verschiedenen Zeiträume hinweg lediglich als Ergänzung dienen. Falls es ausreichend Wasserstoffkapazitäten abseits der reinen Nutzung geben wird, kann durch Beimischung so zusätzlich CO₂ in den Netzen vermieden werden. Dies ist allerdings nur dann realistisch, wenn neben heimisch erzeugtem grünem Wasserstoff auch importierter Wasserstoff aus anderen Bezugsquellen genutzt wird. Im Falle einer ausschließlichen Nutzung grünen Wasserstoffs würden kurzfristig wahrscheinlich schlicht nicht genügend Erzeugungskapazitäten zu Verfügung stehen, um eine Beimischung zu realisieren, da die begrenzten und damit wertvollen Mengen in reiner Form nachgefragt werden – nicht nur als Energieträger, sondern auch als Rohstoff.

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

Die aktuell geltenden Grenzen für eine Beimischung von Wasserstoff gemäß der technischen Regelwerke wie z.B. der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und 262 liegen im einstelligen Bereich, obwohl bereits höhere Einmischungsquoten durchaus möglich sind. Eine Erhöhung der Quoten wirkt den Erdgas verbundenen CO₂-Emissionen entgegen und ist insofern sinnvoll. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Beimischungsquoten auch vor dem Hintergrund der Netzverträglichkeit und der damit Gewährleistung der technischen Sicherheit eingeführt werden, vgl. §§ 19, 36 GasNZV. Nach unserem Dafürhalten sollte die neue maximal zulässige Beimischungsquote dem im Zeitpunkt der Einführung geltenden Stand

der Technik entsprechen und eine planbare Vorlaufzeit haben. Daher halten wir die Festlegung erst zu dem Zeitpunkt für sinnvoll, an dem klar ist wie/ob die Beimischungsquote tatsächlich geändert werden soll. Folglich sehen wir zum jetzigen Zeitpunkt von einer konkreten Bezifferung ab.

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

Sollte Wasserstoff als Ergänzung zu reinen Wasserstoffnetzen verstärkt beigemischt werden und es in der Folge zu höheren Beimischungsquoten kommen, sollte auch ein Schutz von sensiblen Verbrauchern eingeführt werden. Das System der Anpassungen von Netzanschlüssen, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräten durch eine Umlage auf alle Gasnetze im Marktgebiet hat sich bei der Umstellung von L- auf H-Gas bewährt. Eine Regelung im Sinne von §19a EnWG ist daher auch für die Beimischung von Wasserstoff zu empfehlen. Da Endgeräte nicht beliebig mit höheren Beimischungsquoten kompatibel sind, sollten etwaige Erhöhungen für eine möglichst effiziente Umstellung über längere Zeitkorridore festgelegt werden.

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

Die bestehenden Regelungen für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sind weder ausreichend noch stringent. Gegenwärtig verfolgt das EnWG einen technologie-spezifischen Ansatz (durch Elektrolyse erzeugter Wasserstoff als Biogas i.S.d. § 3 Ziffer 10c oder als Gas i.S.d. § 3 Ziffer 19a EnWG). Andere Herstellungspfade sind ausgeschlossen. Dies schmälert das Dekarbonisierungspotential und wird der Rolle regulierter Gasnetze als „neutraler“ Transporteur nicht gerecht. Entweder können/dürfen diese Netze jeglichen Wasserstoff transportieren oder der Transport erfolgt außerhalb der Regulierung, dann ginge diese Beschränkung ohnehin ins Leere. Sofern eine Unterscheidung gleichwohl erforderlich wird, etwa im Falle eines (heute nicht absehbaren) Engpasses, wäre ein Einspeisevorrang das Mittel der Wahl (s. Frage V. 1.-3.). Weiterhin sollte die Unterscheidung zwischen *Grund-* (Erdgas) und *Zusatzgas* (hier Wasserstoff), die dem EnWG implizit zugrunde liegt, ausdrücklich auf die Beimischung in Erdgasnetze beschränkt werden.

II. Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in der Wirtschaft

1. Welche der folgenden Infrastrukturszenarien halten Sie für denkbar bzw. in der Zukunft für realistisch, und in welchem Zeitraum? Bitte begründen Sie Ihre Antwort nach Möglichkeit anhand von konkreten Daten/Zahlen. Berücksichtigen Sie bei Ihrer Begründung auch die folgenden Fragen: Was sind die einzelnen Treiber für den zukünftigen Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffherzeugung? Welcher Bedarf an Erdgas wird in welchen Sektoren weiterhin bestehen? Wird nach Ihrer Ansicht die

Wasserstoffnachfrage gegenüber dem Wasserstoffangebot dominieren, oder anders herum, und wie sollte dies verzahnt werden, auch mit dem Aufwuchs der Infrastruktur?

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

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

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

Geht man von einer Entwicklung aus, die alle Formen von Wasserstoff berücksichtigt, ist kurz- und mittelfristig Szenario II wahrscheinlich. Zunächst werden Transportnetze lokale Inselnetze in Form von industriellen Zentren mit Erzeugungszentren verbinden sowie mit importiertem Wasserstoff versorgen. Davon abgesehen ist ein Anschluss von nahe gelegenen Wasserstoff-Verteilernetzen sowie in ggf. in Ergänzung eine Beimischung am Netzkopplungspunkt zu Erdgas-Verteilernetzen entlang der Fernleitung wahrscheinlich. Durch zunehmende Anwendung im Verkehr (v.a. ÖPNV) sowie in der Wärmeerzeugung wird der Bedarf in Verteilernetzen stark ansteigen, weshalb bis 2050 von Szenario III auszugehen ist. Die infrastrukturellen Voraussetzungen in Szenario III sind durch die heute bereits bestehenden Erdgasverteilernetze bereits weitgehend gegeben, die für die Verteilung von Wasserstoff und in Ergänzung zu dessen Beimischung – je nach örtlichem Bedarf – umgerüstet werden können.

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?

Wie unter II. 1. erläutert, werden Fernleitungen zukünftig hauptsächlich Erzeugungszentren in Deutschland und Aufkommensquellen aus dem Ausland mit den heimischen Verbrauchszentren verbinden. Die Rolle der zukünftigen Verteilernetze wird sich regional unterscheiden. Abhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen vor Ort gehen wir davon aus, dass manche VNB eher eine Biogasstrategie verfolgen, andere die Gasnetze zurückbauen und wiederum andere ein Wasserstoffnetz aufbauen. *One-solution-fits-all* wird es nicht geben. Daher wird insbesondere für die zukünftigen Verteilernetze und ihre Betreiber ein klar definierter Rechtsrahmen benötigt, der eine flexible und zukunftsgerichtete Entwicklung der Netze und innovative Aktivitäten zur Dekarbonisierung der Verteilernetze ermöglicht und fördert.

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

Nach Ansicht von GEODE wird Deutschland ein Energieimporteur bleiben, so auch beim Wasserstoff. Der zukünftige Bedarf wird nicht durch die heimischen Erzeugungskapazitäten von Elektrolyseanlagen gedeckt werden können. Wobei die Erzeugung von *grünem* Wasserstoff auch zu Lasten des EE-Anteils im Stromsektor erfolgen würde. Da Deutschland in die europäischen und internationalen Märkte eingebettet ist und sein wird, wird es zukünftig auch grenzüberschreitenden Wasserstofftransport geben. Wahrscheinlich in Form von Fernleitungen, da sich der Transport über Pipelines in der konventionellen Gaswirtschaft bewährt hat. Die Handelsbeziehungen werden abhängig von den Entwicklungen auf den internationalen Märkten sein, sollte allerdings auch blauer Wasserstoff genutzt werden, halten wir es für realistisch, dass Importe vor allem aus den Ländern der traditionellen Erdgas-Aufkommensquellen stammen.

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)?

Wie unter II. 1. Erörtert ein offener Rechtsrahmen benötigt, der einerseits das Entstehen eines Marktes für Wasserstoff gewährleistet und andererseits ergebnisoffen für zukünftige Entwicklungen ist. Sollte schließlich ein Markt für Wasserstoff entstehen (sei dies über Ordnungspolitik, CO₂-Bepreisung, etc.) wird sich auf diesem entscheiden, welche Akteure aktiv werden, jedoch werden von Beginn an VNB und FNB benötigt, die eine effiziente Verbindung zwischen Angebot von und Nachfrage nach Wasserstoff gewährleisten. Da davon auszugehen ist, dass Deutschland Wasserstoff zu großen Teilen importieren wird, werden inländische PtG-Anlagenbetreiber wohl nur einen geringen Teil zur Deckung des Wasserstoffbedarfs beitragen. Dennoch sollten im Verteilnetz unnötige Beschränkungen vermieden werden, um flexibel auf die Bedingungen vor Ort und mögliche Erzeugungspotentiale reagieren zu können.

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?

Preislich wird Wasserstoff, v.a. der strombasierte grüne Wasserstoff, aber auch blauer Wasserstoff aus Erdgasreformierung, lange nicht konkurrenzfähig gegenüber Erdgas als solchem sein – ohne angemessenen CO₂-Preis, der die externen Umweltkosten von Erdgas und den weiteren fossilen Energieträgern internalisiert. Auch unterschiedliche Erzeugungsarten von Wasserstoff werden miteinander konkurrieren. Auf Basis dessen, was in der Branche diskutiert wird, gehen wir davon aus, dass u.a. blauer Wasserstoff aus Erdgasreformierung während des Markthochlaufs preislich deutlich günstiger als

grüner Wasserstoff sein wird. Zunächst halten wir zwar alle Formen CO₂-neutralen Wasserstoffs für dienlich, um Erdgas zu ersetzen, empfehlen aber für die Förderung des nachhaltigen grünen Wasserstoffs einen Einspeisevorrang (siehe hierzu unsere Kommentierung zur Frage V. 1.-3.).

III. Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze

- 1. Zur Beurteilung der Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffnetzen ist zu bewerten, ob derzeit oder zukünftig ein möglicher Missbrauch von Marktmacht oder eine Diskriminierung auf dem Markt „Transport“ vorliegen. Nur dann wäre aus ökonomischer Sicht ein Einschreiten des Staates angezeigt, um ein ineffizientes Marktergebnis zu verhindern. Teilen Sie diese Prämisse?**

Die Prämisse, wonach zur Verhinderung eines ineffizienten Marktergebnisses aus ökonomischer Sicht ein regulatorischen Einschreiten des Staates erforderlich ist, teilen wir. Ohne Regulierung bislang nicht regulierter Wasserstofftransportnetze ist ein zukünftiger Missbrauch von Marktmacht und hiermit verbundene Diskriminierung auf dem Markt „Transport“ (nicht Verteilung) zu erwarten. GEODE erwartet, dass – solange nicht beliebig viel Wasserstoff verfügbar ist – dieser nach fairen, wirtschaftlichen Bedingungen auf einzelne Anwender zu allokiert ist. Wenn es nunmehr Erzeugern ermöglicht wird, zusammen mit den Transportnetzbetreibern Art und Weise des Markthochlaufs sowie Verwendungszwecke monopolistisch zu bestimmen, wird sich die (beginnende) Marktmacht der Erzeuger auch auf die Transportnetze erstrecken. Zu berücksichtigen ist ferner, dass der Markthochlauf nennenswert Förderung aus öffentlicher Hand erfahren wird, so dass die Aufgreifschwelle für eine Regulierung entsprechend sinkt.

- 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?**

Wie wir bereits in unserer Kommentierung zur Frage III. 1. ausgeführt haben, halten wir eine Regulierung für reine Wasserstoffnetze für erforderlich (die Regelungen für Zusatzgas analog Biogas wird der zukünftigen Rolle von Wasserstoff nicht gerecht). Mögliche Missbräuche von Marktmacht bzw. Diskriminierungen sehen wir vor allem bei Betreibern von überregionalen Wasserstofftransportnetzen im Hinblick auf die Netzentwicklung und den Anschluss nachgelagerter Netze und den Zugang zu den Transportnetzen. Darüber hinaus besteht die Gefahr einer ineffizienten Preissetzung, gerade solange der Markthochlauf andauert.

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

Die oben genannten Diskriminierungen sind aufgrund fehlender Regulierung jedenfalls nicht von vornherein ausgeschlossen und treten unseres Erachtens vor allem auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber auf. Insbesondere für den Fall, dass der Betreiber von

Wasserstofftransportnetzen mit Erzeugern von Wasserstoff verflochten ist, kann dieser in Interessenkonflikte geraten, wodurch eine Diskriminierung anderer Marktbeteiligter wahrscheinlicher wird. Dies gilt gerade solange Wasserstoff nicht in beliebigen Mengen verfügbar ist. Auf Verteilernetzebene besteht dieses Problem Verteilernetzbetreiber in diesem Ausmaß kaum.

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

Die Gefahr der ineffizienten Preissetzung kann auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber auftreten und wir halten sie dort für wahrscheinlich. Um dieser Gefahr entgegenzutreten, ist eine Netzentgeltregulierung insb. mit einer auf Wasserstoff zugeschnittenen Erlösobergrenze denkbar. Die Effizienz der Preissetzung ist allerdings auch von der Kostenbasis abhängig. Um Ineffizienzen in der Kostenbasis zu vermeiden sind Kombi-Netzbetreiber (s. IV. 3.) ideal, da sich so deren Abschreibungspotenzial und eine einheitliche Entgeltregulierung für Gas nutzen lässt. Dies wird es den Transportnetzbetreibern indes die Transformation von Erdgas- auf Wasserstoffinfrastruktur erleichtern. In Bezug auf Verteilernetzbetreiber hängt das Szenario von der konkreten zukünftigen Entwicklung ab, insbesondere ist für diese Betreiber eine gewisse Offenheit notwendig, um neue Konzepte der leitungsgebundenen Energieversorgung, die nicht auf Strom basiert, ausprobieren zu können.

- 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).**

Anders als bei nicht regulierten Infrastrukturen wie z. B. Fernwärme oder Mineralölnetzen ist zu erwarten, dass der Großteil der Wasserstoffinfrastruktur sich aus den bestehenden Erdgasfernleitungs- und Verteilernetzen zusammensetzen wird. Die Netzentwicklungsplanung und der Netzausbau von Erdgasnetzen ist reguliert und untersteht dem Vorbehalt der Bedarfsgerechtigkeit (vgl. §§ 11, 15a EnWG). Solange jedoch reine Wasserstoffnetze unreguliert bleiben, können diese in die Netzentwicklungsplanung und den Netzausbau im Sinne einer Transformation des Erdgasnetzes zu einem reinen Wasserstoffnetz nicht sinnvoll einbezogen werden. Hieraus folgt zugleich, dass die Netzentwicklungsplanung und der Netzausbau von unregulierten reinen Wasserstoffnetzen *de lege lata* nicht bedarfsgerecht ist. Hinsichtlich derzeitiger und künftig zu erwartender Hemmnisse in Bezug auf den Netzzugang verweisen wir auf unsere Kommentierung zur Frage III. 2.

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

Aus der Sicht des Betreibers eines bestehenden Wasserstoffnetzes ist durch die Regulierung der derzeit nicht regulierten reinen Wasserstoffinfrastruktur der Nachteil darin zu sehen, dass sein Netz nicht den rechtlichen Anforderungen des künftigen Regulierungsregimes entspricht (z. B. das Entflechtungsgebot). Gleichwohl überwiegen die Vorteile einer entsprechenden Regulierung, insbesondere soweit hier Wachstum zu erwarten ist. Zum einen können für Betreiber von bestehenden Wasserstoffnetzen Übergangsregelungen gelten (z. B. eine vorübergehende Ausnahme vom Entflechtungsgebot), zum anderen besteht für dieselben mehr Rechtssicherheit, sodass sie besser langfristige Dispositionen treffen können. Insoweit verweisen wir auf unsere Kommentierung zu den Fragen IV. 5. und IV. 6.

IV. Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze

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

Das Regulierungsregime hat sich aus Sicht der GEODE bei Transportnetzen bewährt. Hinsichtlich der Entflechtung, des Netzzugangs und der Netzentgelte besteht die Gefahr der Diskriminierung der Netznutzer, sodass für das Erdgasnetz der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gilt. Um Diskriminierungen in reinen Wasserstofftransportnetzen zuvorzukommen, sollte dort das Regulierungsregime ebenso gelten. Sollten für reine Wasserstofftransportnetze gleichwohl weniger strenge regulatorische Anforderungen gelten, befürworten wir die erste Variante, d. h. die Einführung einer konsequenten Zugangs- und Entgeltregulierung. Durch einen regulatorischen Gleichlauf entwickelt sich der Erdgasnetzbetreiber schließlich zu einem Kombinetzbetreiber, der im Verteilnetz nicht nur die reine Durchleitung berücksichtigt. Daher sollten Wasserstoff-Verteilernetzbetreiber ggf. ohne umfangreiche Entflechtung auskommen, damit es Betreibern z.B. möglich den Markthochlauf zu fördern. Gleichwohl wären sie verpflichtet, Netznutzern in nicht diskriminierender Weise Netzzugang zu gewähren bzw. Netzentgelte zu berechnen.

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

Wir halten einen einheitlichen Rechtsrahmen für Wasserstoffnetze im Allgemeinen, d. h. ohne Unterscheidung zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzebene für sachdienlich. Dies bedeutet jedoch nicht, dass die Regulierungsdichte für FNB und VNB einheitlich

sein sollte. Hierfür spricht auch die heutige Gesetzessystematik der betroffenen energierechtlichen Vorschriften (z. B. EnWG, GasNZV, GasNEV), die nach praxiserprobten Themen untergliedert sind (beim EnWG: Allgemeinen Teil, Entflechtung, Netzanschluss und Netzzugang). Unterschiede zwischen der Fernleitungs- und Verteilernetzebene werden im jeweiligen Themengebiet aufgegriffen (vgl. hierzu die §§ 7 ff. EnWG für Verteilernetzbetreiber und die §§ 8 ff. EnWG für Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb des Themengebiets Entflechtung). Daher ist die Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze unseres Erachtens im Allgemeinen Teil der jeweils betroffenen energierechtlichen Vorschrift, insb. die definitorische Erweiterung des Gasbegriffes bei der Begriffsbestimmungen (z. B. § 3 EnWG, § 2 GasNZV, § 2 GasNEV) sinnvoll.

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

Die Einführung eines sog. Kombi-Netzbetreibers erachten wir für eine kosteneffiziente Transformation als zwingend notwendig. Einerseits können durch Kombi-Netzbetreiber bereits finanzielle Mittel aus dem laufenden Betrieb des Erdgasnetzes über eine Querverfinanzierung in den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur investiert werden, welche andernfalls ausschließlich zum Erhalt/Ausbau des Erdgasnetzes verwendet werden. Andererseits könnte auf diesem Weg das Ende der Erdgasnutzung perspektivisch mit dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur geplant werden und Abschreibungspotentiale genutzt werden. Durch Umwidmung lässt sich die Stilllegung und die mögliche verkürzte Abschreibung, welche zu einem starken Anstieg der Netzentgelte und einer unverhältnismäßigen Belastung der verbliebenen Netznutzer führen würde verhindern. Darüber hinaus haben die bewährten Netzbetreiber umfassende Erfahrungswerte und Ressourcen in der Handhabung von Gas, die in Zukunft weitergenutzt werden können.

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?

Wir halten die Einführung von reinen Wasserstoffnetzen in die gesetzlichen Begriffsbestimmungen (§ 3 EnWG) richtig und wichtig, um der zukünftigen Bedeutung und dem Gleichlauf mit Strom und Erdgas gerecht zu werden. Ähnliches gilt für die im EnWG festgelegten Grundprinzipien. Hinsichtlich der nachgeordneten energierechtlichen Vorschriften (z. B. § 2 GasNZV, § 2 GasNEV) halten wir es für sinnvoller, wasserstoffspezifische Rechtsverordnungen einzuführen, die wegen der gesetzlichen Vorgaben im Zweifel jedoch den Erdgasbestimmungen sehr ähnlich sind. Insoweit verweisen wir auf unsere Kommentierung zur Frage IV. 2.

5. Ab wann sollten die Regulierungsvorschriften effektiv Anwendung finden? Von welchen Parametern (z.B. Verbrauch, Erzeugung, Anbieter- und Nachfragerstruk-

tur, Netzstruktur) sollte man diesen Schritt abhängig machen? Könnte für die Anlaufphase auch eine stufenweise Einführung von Regulierungsvorschriften sinnvoll sein? Wenn ja, welche und über welchen Zeitraum?

Die von GEODE angestrebte Regulierungsform (siehe hierzu unsere Kommentierung zur Frage IV. 2.) hätte zur Konsequenz, dass die Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen umfassend und zeitnah eingeführt würde – jedoch mit flexiblen Möglichkeiten nachzusteuern. Hierdurch erhalten die Marktteilnehmer der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur (insb. Erzeuger, Netzbetreiber, Netznutzer) mehr Rechtssicherheit als bei einer schrittweisen Einführung von Regulierungsvorschriften und können auf dieser Basis besser langfristige Dispositionen treffen, was diesbezüglichen Markthochlauf fördert. Eine „stufenweise“ Einführung von Regulierungsvorschriften für reine Wasserstoffnetze halten wir nur dahingehend für sinnvoll, dass Übergangsvorschriften z.B. für bestehende Wasserstoffnetze gelten und beispielsweise das Gebot der Entflechtung nicht unmittelbar mit Inkrafttreten des neuen Regulierungsregimes, sondern erst für einen späteren Zeitpunkt (z.B. 3 Jahre) gilt.

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

Wie wir in unserer Kommentierung zur Frage IV. 5. bereits ausgeführt haben, sind für uns Übergangsregelungen für bestehende Wasserstoffnetze mit dem Inhalt denkbar, dass für diese das nach dem neuen Regulierungsregime geltende Gebot der Entflechtung (übergangsweise) für eine spezifische Dauer nicht gilt.

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?

Nach unserem Dafürhalten betrifft der Übergang bzw. die Umwidmung von Erdgasnetzen zu reinen Wasserstoffnetzen die Vorschriften über die Netzentwicklungsplanung und den Netzausbau. Die o. g. Umwidmung stellt nach Auffassung relevanter Akteure einen Rückbau von Erdgasnetzen dar, sodass die auf das Erdgasnetz zugeschnittenen §§ 11, 15a EnWG ohnehin Anwendung finden. Entsprechend kann *de lege lata* der Neubau von reinen Wasserstoffnetzen mangels Regulierung von vornherein nicht bedarfsgerecht im Sinne der §§ 11, 15a EnWG sein (sehr hierzu unsere Kommentierung zur Frage III. 3.). Um diese hier auftretende Diskrepanz entgegenzutreten, sollten die Regelungen über die Netzentwicklungsplanung (§15a EnWG) und den Netzausbau (§ 11 EnWG) gassortenübergreifend gelten, indem der Gasbegriff in den jeweiligen betreffenden energierechtlichen Vorschriften definitorisch erweitert wird.

V. Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen

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

In Kohärenz zum Einspeisevorrang von Biogas nach § 34 GasNZV halten wir auch einen Einspeisevorrang von Wasserstoff nach der jeweiligen Erzeugungsart für sachdienlich, um dem Ziel einer dekarbonisierten Gastwirtschaft näher zu kommen und durchaus bestehenden Bedenken prinzipiell entgegenzutreten. Die Regulierung betrifft allerdings zuvorderst den Netzbetrieb, der unabhängig von der Erzeugung des Gases funktioniert und von dem vertriebliche Maßnahmen zu unterschieden sind. Nach unserem Dafürhalten eignet sich die Einführung eines Herkunftsnachweis-Systems, wonach die „grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff nachgewiesen wird, für Netz- und Vertriebszwecke. Auch aus Sicht des Letztverbrauchers könnte ein System für Herkunftsnachweise den gewünschten Zweck erfüllen (etwa, um Grün-Eigenschaften in andere Systeme zu übertragen).

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?

Da unseres Erachtens die Regulierungsvorschriften grundsätzlich gassortenübergreifend gelten sollten (siehe hierzu unsere Kommentierung zur Frage **V. 2.**), muss der Einspeisevorrang auch bei bereits bestehenden industriellen Wasserstoffleitungen gelten. Eine Ausnahmeregelung ist für uns allenfalls in Gestalt einer Übergangsregelung mit dem Inhalt vorstellbar, dass der Einspeisevorrang für einen späteren Zeitpunkt (z. B. 3 Jahre) gilt (vgl. hier auch unsere Kommentierungen zu den Fragen **IV. 5. und IV. 6.**).

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

Da Wasserstoff auf verschiedene Art und Weisen (z. B. Elektrolyse, CCS, Methanpyrolyse) erzeugt werden kann, hängt die „grüne Eigenschaft“ von Wasserstoff von der jeweiligen Erzeugungsart ab. Daher muss *de lege ferenda* innerhalb des Einspeisevorrangs ein Stufenverhältnis nach dem Grad der Dekarbonisierung des erzeugten Wasserstoffs implementiert werden. Auch hierfür erweist sich ein Herkunftsnachweis-System als sinnvoll. Mit den Zwecken der Letztverbraucher einer Nachweisführung (Grün-Eigenschaften) sollten die Netze allerdings nicht belastet werden.

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?

Für reine Wasserstoffnetze wären demgegenüber sicherlich eigenständige Regelungen erforderlich, die sich zum Teil in das Netzzugangsmodell für Erdgas einfügen, zum Teil

jedoch auch anderen Regelungen folgen kann. Regulatorisch ist es daher erforderlich, eine gassortenspezifische Verordnung für den Zugang zu (reinen) Wasserstoffnetzen zu erlassen, welches unter anderem ein Netzzugangsmodell festlegt, das z. B. die Prinzipien des bekannten Zweivertragsmodells aufgreift. Die auf erdgasspezifische Besonderheiten zugeschnittene GasNZV wäre konsequenterweise in „Erdgasnetzzugangsverordnung“ umzubenennen. Ermächtigungsgrundlage für den Erlass solcher nachgelagerten gassortenspezifischen Verordnungen ist § 24 EnWG, der noch nicht einmal zwischen Strom und Gas unterscheidet.

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?

Nach unserem Dafürhalten sollte ein eigener Wasserstoffbilanzkreis eingeführt werden, und zwar ohne nach Erzeugungsarten zu unterscheiden. Denn aus bilanzieller Sicht macht es keinen Unterschied, ob z. B. der aus für die Elektrolyse benötigte Strom aus erneuerbaren Energien stammt oder nicht. Allerdings sollte eine Nominierung von Wasserstoff in Erdgasbilanzkreise möglich sein, um die Beimischung auch bilanziell zu ermöglichen. Die Einführung separater Bilanzkreise für jede Wasserstoff-Erzeugungsart halten wir nur dann für sachdienlich, falls diese bilanziell unterschiedlich abgewickelt werden sollen (etwa ein erweiterter Bilanzausgleich wie für Biogas nach § 35 GasNZV). Im Übrigen spricht unseres Erachtens nichts dagegen, das für Erdgas etablierte Regel- und Ausgleichsenergiesystem auch für die Bilanzierung von Wasserstoff zu verwenden und in einer gassortenspezifischen Verordnung für den Zugang zu (reinen) Wasserstoffnetzen zu regeln (vgl. hierzu unsere Kommentierung zur Frage **V. 4.**).

6. Bedarf es eines virtuellen Handelspunktes für Wasserstoff?

Ja, für Wasserstoff bedarf es, wie für Erdgas bewährt, auch eines virtuellen Handelspunktes. Ein virtueller Handelspunkt gewährleistet die Integration in einen (europäischen) Absatzmarkt, wodurch die Anzahl möglicher Gasanbieter und Nachfrager nicht eingeschränkt wird und damit die Liquidität am Wasserstoffmarkt sichergestellt ist.

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?

Bereits jetzt bezieht der derzeit geltende auf Erdgas zugeschnittene Netzentwicklungsplan in höchstbegrenztem Maße Wasserstoff ein. Durch die definitorische Erweiterung des Gasbegriffes entwickelt sich ein gassortenübergreifender Netzentwicklungsplan (vgl. hierzu unsere Kommentierung zur Frage **III. 3.**), sodass ein separater Wasserstoffnetzentwicklungsplan unseres Erachtens nicht erforderlich ist. Nach dem aktuellen Regulierungsregime findet eine Netzentwicklungsplanung zwar nur auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber statt; Verteilernetzbetreiber sind jedoch die bedeutendsten Stakeholder (Langfristprognose). Da auch eine Wasserstoffinfrastruktur ohne die Einbindung der

bestehenden Verteilernetze nicht sachgerecht aufgebaut werden kann, sollte nach künftigem Recht eine gassortenübergreifende Netzentwicklungsplanung die Interessen der Verteilernetzbetreiberebene ausdrücklich berücksichtigen. Eine formale Einbindung in den Prozess im Sinne einer Ermittlung der Bedarfsgerechtigkeit von Verteilerkapazitäten sehen wir nicht.

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

Die gezielte Allokation von Wasserstoff-Produktionsanlagen in der Nähe der für die Erzeugung notwendigen Energiequellen oder in der Nähe der (industriellen) Wasserstoffabnehmer führt beides zunächst zur Etablierung von lokalen Inselnetzen (vgl. hierzu unsere Kommentierung zur Frage II. 1.), was jedenfalls in der Anfangsphase den fortschreitenden Aufbau von Erzeugungskapazität und infolgedessen die Errichtung von Wasserstoffinfrastruktur zwischen den Inseln fördert. Denn für den Transport des dort erzeugten Wasserstoffs kann auf das bestehende (umgewidmete) Fernleitungs- und Verteilernetz zurückgegriffen werden. Sobald jedoch Aufkommensquellen für Wasserstoff (Import oder Erzeugung) mit überregionaler Bedeutung relevant werden wird, halten wir eine stets auf den maximalen Ertrag ausgerichtete Standortwahl für zielführend, weil aus Sicht der GEODE Fern- und Verteilernetze die optimale Möglichkeit der Allokation darstellen.

- 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.**

Soweit die Allokation in der Nähe der notwendigen Energiequelle sachdienlich ist (vgl. hierzu unsere Kommentierung zur Frage V. 8.), halten wir einen hiermit korrespondierenden Allokationsanreiz für erwägenswert. Ein Allokationsanreiz zugunsten weiterer Marktteilnehmer wie z. B. die Wasserstoffabnehmer ist nicht notwendig, da für den Transport von Wasserstoff zu diesen die vorhandenen (umgewidmeten) Fernleitungs- und Verteilernetze zur Verfügung stehen.

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

Die Erzeugung von Wasserstoff bezweckt unter anderem auch die Speicherung von überschüssigen Strom insb. aus erneuerbaren Energien und der Import von Wasserstoff bedarf physischer Sicherheiten, weshalb auch bei der Wasserstoffinfrastruktur Speicheranlagen relevant werden. Der Begriff der Speicheranlage bezieht sich selbst wiederum auf den Gasbegriff (vgl. § 3 Ziffer 31 EnWG), sodass auch in diesem Zusammenhang

die definitorische Erweiterung des Gasbegriffes (vgl. § 3 Ziffer 19a EnWG) erforderlich ist. Der verhandelte Zugang zu Speichern erscheint aber zunächst zielführend zu sein.

VI. Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen

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

Gerade die zunehmende Verwendung von Strom wird hinsichtlich der Frage des Transports und der Verteilung nur durch die Stromnetzkunden getragen. Eine anteilige Aufteilung der Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur auf das Stromnetz schließen wir daher aus und halten sie nicht für sachgerecht.

Dem bisherigen Prinzip folgend, dass der Kunde die Kosten der genutzten Infrastruktur trägt, ist es naheliegend, dass die Kosten reiner Wasserstoffnetze durch deren Nutzer finanziert werden. Wir sehen zudem zumindest mittelfristig die Mitnutzung der Erdgasnetze durch die Beimischung von Wasserstoff. Eine Kostentrennung ist dabei aufgrund der Durchmischung der Gase auch in den Infrastrukturkosten kaum möglich. Damit ist es auch nicht sachgerecht, die verbleibenden reinen Wasserstoffnetze separat von den Hybridnetzen zu betrachten. Daher sehen wir es für sachgerecht an, dass die Erdgas- und zukünftige Wasserstoffkunden die Kosten für die gesamte leitungsgebundene Gasinfrastruktur gemeinsam tragen.

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?

Der Leitungsbau wird dimensioniert werden auf die mittel- bzw. langfristigen Wasserstoffabsatzpotentiale und nicht nur anhand der kurzfristig verfügbaren Mengen. Daher erwarten wir für die Netzkunden anfangs deutlich höhere Entgelte im Vergleich zu heutigen Gasnetzkunden. Dies würde die Einführung von Wasserstoff grundsätzlich erschweren. Allerdings ließe sich dieses Problem durch die Umwidmung von bestehenden Leitungen unter Nutzung von finanziellen Mittel im Rahmen von Kombinetzbetreibern zuzüglich eines gassortenübergreifenden Netzentgeltsystems für Nutzer der gesamten Gasinfrastruktur vermeiden.

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

Geht man von einer typischen Anlagedauer von 50-55 Jahren für Gasnetze aus (Anlage 1, GasNEV), sind signifikante kalkulatorische Restwerte für Assets zu erwarten, die bis zum Jahr 2050 keiner alternativen Nutzung zugeführt und zum Buchwert umgewidmet werden könnten. Etwas anderes gilt nur bei Beimischung von Wasserstoff zu CO₂-neutral erzeugtem Grundgas, sofern die Aufrüstung der Erdgasnetze frühzeitig regulatorisch anerkannt wurde. Allerdings liegt dann eine verminderte Kostenbasis – geringerer Erdgastransport – vor, zumal vielfach ein Rückbau erforderlich wird.

Jedenfalls in den Gasverteilernetzen zeigt sich aus der kalkulatorische Altersstruktur, dass zum Zeitpunkt der erwarteten Stilllegung bzw. des in diesem Szenario notwendigen Rückbaus noch ein signifikanter kalkulatorischer Restwert bestehen wird. Dieser Wert

wird dann verloren gehen. Hierbei könnte lediglich eine kürzere kalkulatorische durch eine zeitlich frühere Refinanzierung für eine abgemilderte Wirkung sorgen. Kosten, die sich aus der bisherigen Nutzung ergeben, müssten im Wege der Bildung von Rückstellungen angemessen berücksichtigt werden. Diese für die Verteilernetzbetreiber unvermeidbaren Kosten müssten dann insgesamt in die regulierten Netzentgelten Eingang finden.

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

Nach der derzeitigen Systematik bezahlt der Kunde mittels Netzentgelten die Infrastruktur mit, die er nutzt. Eine Ausweitung dieses Systems auf Strom und Gas ist nicht sinnvoll wird vermutlich nicht auf Zustimmung stoßen, da insbesondere die Stromkunden mit einer zusätzlichen Belastung rechnen müssen. Eine einheitliche Systematik für verschiedene Gase, insbesondere Wasserstoff und Erdgas, erachten wir anhand der obenstehenden Überlegungen (s. IV. 3., VI. 2. VI. 3.) allerdings als sinnvoll. Wir gehen davon aus, dass auch die bestehenden Gaskunden diese Sichtweise teilen, da diese ggf. gar nicht zusätzlich belastet werden, weil hierdurch auch Kosten bspw. für Rückbau und Sonderabschreibung zumindest teilweise nicht oder erst später entstehen.

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?

Denkbar wäre zur Verhinderung möglicher prohibitiver Preise insbesondere in der Anfangsphase auch eine Umlagefinanzierung der reinen Wasserstoffinfrastruktur. Hierfür müsste die Höhe eines prohibitiven und eines akzeptablen Preises bestimmt werden – das Delta könnte durch die Nutzer der anderen Medien in Form einer Umlage getragen werden.

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)?

Für 2050 erfolgt unsere Schätzung auf Basis der Annahme, dass das Fernleitungs- und Verteilernetz parallel aus einem Erdgasnetz und einem überwiegend umgewidmeten separaten Wasserstoffnetz bestehen werden. Für die Fernleitungsnetze schätzen wir langfristig dabei Kosten von rund € 3 Mrd. und für die Verteilernetze – insofern z.B. ein Drittel des Netzes umgewidmet wird – von rund € 17 Mrd.

Im Fall der Einführung einer einheitlichen Entgeltregulierung gehen wir davon aus, dass sich die Entgelte (Verteilernetz) gegenüber einem Szenario ohne Wasserstoff nicht deutlich verändern, da der Rückbau von Erdgasleitungen zu ähnlichen Kosten wie deren Umrüstung führen würde. Ohne perspektivischen Weiterbetrieb der Netze müssten durch notwendige und betriebswirtschaftlich gerechtfertigte Abschreibungen (kürzere Nutzungsdauern oder Sonderabschreibung) die Entgelte entsprechend steigen.

- 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?**

Grundsätzlich halten wir bis auf die Effizienzmessung und die Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfaktors alle Instrumente für anwendbar (s. VI. 8.). Insbesondere der jährliche Kapitalkostenaufschlag wird bei Aufbau der reinen Wasserstoffnetze dringend erforderlich sein. Diese Instrumente haben es auch bei Strom- und Erdgasnetzen erst ermöglicht, eine zeitnahe und wirtschaftliche Refinanzierung bei substantiellen Investitionen in die bestehende Infrastruktur zu erlauben.

Ohne Effizienzvorgaben könnte aber auch erwogen werden, eine jährliche Kostenkalkulation nach dem Prinzip der Netzentgeltverordnung durchzuführen, was ebenfalls jährlich die vollen Kapitalkosten aus den Investitionen berücksichtigen würde. Unterschied gegenüber der Anreizregulierung wäre dann, dass auch die aufwandsgleichen Kosten jährlich angepasst würden. Dies resultiert allerdings in einem deutlich höheren Verwaltungsaufwand und fehlenden Anreizen aufwandsgleiche Kosten nicht übermäßig zu steigern.

- 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 Effizienzreize dann sinnvoll und wirksam gesetzt werden?**

Eine belastbare Messung der Effizienz wird mit den bisher verwendeten Methoden nach unserer Einschätzung zu Beginn kaum möglich sein, da unklar ist, wie viele Netzbetreiber es geben wird und bezweifelt werden kann, ob die Strukturunterschiede bei ggf. noch geringerem Volumen an Kosten statistisch überhaupt zu belastbaren Ergebnissen führen. Verstärkt wird dies durch unterschiedliche Aufbaugeschwindigkeiten in einzelnen Netzgebieten.

Grundsätzlich wird aber aufgrund der Monopolstellung der reinen Wasserstoffnetzbetreiber ein Effizienzvergleich langfristig notwendig sein, der auch lenkend auf die Erlöse wirkt. Wir erwarten, dass zu einem späteren Zeitpunkt aussagekräftige Parameter für eine erfolgreiche Effizienzmessung festgestellt werden können. Eine Vorgabe von Parametern würden wir allerdings nicht empfehlen, da sich bspw. in der Stromeffizienzmessung herausgestellt hat, dass tatsächliche Effizienzmessung an leicht modifizierten Parametern aussagekräftiger war.

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

Eine Cost-Plus Regulierung entspricht im Grunde dem unter 8. erwähnten Ansatz nach einer jährlichen Kostenableitung nach dem System der Netzentgeltverordnung. Bei diesem System gibt es für den Netzbetreiber keinen Anreiz die Kosten möglichst gering zu halten, weshalb wir diesen Ansatz nicht dauerhaft isoliert empfehlen. Zumindest müsste er langfristig um eine Effizienzkomponente angereichert werden.

Eine Yardstick-Regulierung erscheint grundsätzlich möglich, wobei es vorliegend planmäßig über einen längeren Zeitpunkt eine Outputveränderung gibt, die systematisch nach den uns bekannten Ansätzen einer Yardstick-Regulierung gerade nicht angemessen abgebildet werden kann. Daher halten wir für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur eine Yard-Stick-Regulierung nicht für zielgerichtet.

- 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?**

Grundsätzlich wird die Wasserstoffherzeugung etwas dezentraler erwartet als bisher die Erdgaseinspeisungen in den FNB-Bereich. Trotzdem halten wir das bisherige System, sicherlich im Detail modifiziert, für anwendbar auf Transport beim FNB und Verteilung beim VNB.

- 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.**

Wir gehen davon aus, dass bei reinen Wasserstoffentgelten eine Steuerung oder Rabattierung nicht zielführend ist, da jeweils die anderen Wasserstoffkunden die Rabatte bezahlen müssen. Wenn überhaupt macht dies in Kombination mit einer Umlage Sinn (vgl. Antwort zu Frage 5.).

Bei Nutzung von Mischsystemen und einer langfristigen Umnutzung der bestehenden Erdgasverteilernetze wird man wohl über Anreize, soweit möglich, den zeitlichen Verlauf der Umstellung steuern müssen.

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

Die Bandbreite der Nutzungsdauern ist auch für reine Wasserstoffnetze ausreichend. Eine Erweiterung um Anlageklassen ist aus Sicht des Transports bzw. der Verteilung nicht notwendig. Wir gehen nicht davon aus, dass ein Wasserstoffnetzbetreiber Power-to-Gas-Anlagen o.ä. betreiben wird bzw. betreiben darf.

Für den Fall reiner Wasserstoffnetze und damit einer endlichen Nutzung der Erdgasverteilernetze ist aber eine Flexibilisierung der Nutzungsdauern für diese Anlagen erforderlich. Die derzeit in der Strom- und GasNEV enthaltenen Nutzungsdauern bilden für viele Anlagen in einem derartigen Szenario bereits heute die Realität der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nicht mehr sachgerecht ab.

- 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.

Wie bereits zu den vorstehenden Fragen ausgeführt wird in der Aufbauphase eine kostenorientierte Regulierung die beste Alternative sein. Langfristig könnte auch bei einem reinen Wasserstoffnetz eine Anreiz- oder Yardstick-Regulierung sinnvoll sein.

Berlin, 04.09.2020

Prof. Christian Held
Stellvertretender Präsident

GEODE AISBL
Avenue Marnix 28
1000 Brussels, Belgium
Phone: +32 (0) 22 044 460
Fax: +32 (0) 22 044 469
info@geode-eu.org
www.geode-eu.org

Geschäftsstelle GEODE Deutschland
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: +49 30 611 284 070
Fax: +49 30 611 284 099
info@geode.de
www.geode.de

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.200 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.