



Initiative Erdgasspeicher e.V.
Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086
Fax +49 (0)30 36418-255
info@erdgasspeicher.de

www.erdgasspeicher.de

Regulierung von Wasserstoffnetzen

Stellungnahme

Berlin, 4. September 2020

Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 13 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

Einleitung

Am 13. Juli 2020 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) ein umfangreiches „Wasserstoffpapier“ herausgebracht, welches sich mit der Regulierung von Wasserstoffnetzen auseinandersetzt. Darauf aufbauend hat die BNetzA eine Marktkonsultation gestartet und bittet den Markt um Stellungnahme im Rahmen eines Fragenkatalogs.

INES dankt der BNetzA für die Eröffnung des Konsultationsverfahrens und der damit verbundenen Möglichkeit diese Regulierungsentscheidung in einem Verfahren zu erörtern, das der Tragweite dieser grundsätzlichen Entscheidung gerecht wird.

Bevor INES zum Fragebogen im Detail Stellung nimmt, wird zunächst die Rolle der Gasspeicher in einem Wasserstoffmarkt erläutert und ein adaptiver Regulierungsansatz vorgestellt. Mit dem adaptiven Regulierungsansatz stellt INES eine grundsätzliche Sichtweise auf die Regulierungsnotwendigkeiten im Wasserstoffmarkt vor, die bei der Beantwortung des Fragenkatalogs leitend war.

Rolle der Gasspeicher in einem Wasserstoffmarkt

INES ist überzeugt, dass saubere Energien die Versorgung übernehmen. Die Klimaziele sind nur durch den Einsatz sauberer Energien erreichbar. Unter sauberen Energien versteht INES treibhausgasneutrale, insbesondere erneuerbare Energien. Dementsprechend sind auch treibhausgasneutrale Gase, insbesondere treibhausgasneutraler Wasserstoff als saubere Energien anzusehen.

Eine zentrale Funktion von Wasserstoff in einem treibhausgasneutralen Energiesystem ist es, Flexibilität bereitzustellen. Erneuerbare Energien liegen überwiegend in Form von Strom (aus Wind und Sonne) vor, der nur ungesteuert produziert und im Stromsystem nur in vernachlässigbaren Mengen gespeichert werden kann. Saubere Energien werden die Energienachfrage aber nur dann vollständig decken können, wenn eine Möglichkeit besteht diesen Strom in großen Mengen über längere Zeiträume hinweg zu speichern. Dieser Beitrag für ein treibhausgasneutrales Energiesystem kann durch Gasspeicher erbracht werden. Beispielsweise kann erneuerbarer Strom mittels der Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und in den Gasspeichern eingelagert werden. Saubere bzw. treibhausgasneutrale Energien decken also mit Gasspeichern auch in produktionschwachen Zeiten die Nachfrage.

Neben der Flexibilitätsbereitstellung verfügen Gasspeicher über die Fähigkeit Engpässe im Energienetz zu überbrücken (Systemwert), indem Sie verbrauchsnahe hohe energetische Leistungen bereitstellen. Die vorgelagerten Netze können auf Basis der verteilten Gasspeicher-Reserven auf eine niedrigere Leistung ausgelegt werden. Netzinvestitionen beschränken sich in der Folge auf ein effizientes Maß.

Diese substanziellen Beiträge der Gasspeicher für ein treibhausgasneutrales Energiesystem werden dazu führen, dass in Zukunft Gasspeicher in stärkerem Maße¹ als heute benötigt werden. Sie müssen deshalb bei der Entwicklung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze von Beginn an berücksichtigt werden.

Adaptiver Regulierungsansatz

Die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze sollte dem Ziel dienen, eine erfolgreiche Entwicklung des Wasserstoffmarktes unter Beachtung der Rolle von Gasspeichern zu fördern. Es braucht also einen maßgeschneiderten Regulierungsansatz für den Wasserstoffmarkt. Eine komplexe unangepasste Regulierung kann die Entwicklung des Wasserstoffmarktes mit erheblichen Transaktionskosten belasten und steht damit einer erfolgreichen Entwicklung im Wege. Ein Regulierungseingriff im Wasserstoffmarkt sollte deshalb an der Marktentwicklung ausgerichtet sein. Die von der BNetzA jüngst im „Wasserstoffpapier“ skizzierten Szenarien I - III können zur Beschreibung der Marktentwicklung herangezogen werden. Sie bilden demnach drei Entwicklungsstadien des Wasserstoffmarktes ab.

Zum aktuellen Zeitpunkt (Szenario I/Status Quo) besteht noch keine Notwendigkeit eine Zugangs- oder Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze einzuführen. Die derzeitigen Wasserstoffmärkte, die in Form von drei industriellen Clustern bestehen, befinden sich im Gleichgewicht. In den nächsten Jahren werden zunehmend Wasserstoff-Produzenten in diese lokalen Wasserstoffmärkte eintreten. Um ihnen effektiv Zugang zu den bestehenden Netzen der „Clusternetzbetreiber“ zu verschaffen, ist eine zeitnahe Schärfung des GWB Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (allgemeines Wettbewerbsrechts) zielführend. Während eine Anpassung des GWB zeitnah hilft die Marktentwicklung anzuschieben, würde durch die Entwicklung einer Zugangsregulierung (spezielles Wettbewerbsrecht) wertvolle Zeit verloren gehen.

Der politische Einsatz von Förderinstrumenten für die Wasserstoff-Produktion wird dazu führen, dass sich der Wasserstoffmarkt in den nächsten Jahren zu einem Nachfrager-Markt entwickelt. Weiter entfernt liegende Produktionsanlagen werden

¹ Siehe hierzu unter anderem die Studie Commit to Connect 2050 – Zielbild Energieinfrastrukturen für Ostdeutschland (2020).

über Transportleitungen an die Cluster angeschlossen. Ein Nachfrager-Markt ist dadurch definiert, dass das Angebot die Nachfrage übersteigt. Nachfrager können also aus mehreren Anbietern auswählen, wodurch ein Wettbewerbsdruck entsteht. Vertikal integrierte Unternehmen könnten den Versuch unternehmen, diesen Wettbewerb durch Verweigerung des Netzzugangs zu unterbinden. Die „Clusternetzbetreibern mit Transportaufgabe“ sollten in diesem Entwicklungsstadium (Szenario II) deshalb einer Zugangsregulierung unterworfen werden, um den Wettbewerb zu schützen. Aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeiten zur Entwicklung von Transportleitungen wird der Wasserstoffmarkt dieses Entwicklungsstadium vermutlich nicht vor 2025 erreichen.

Eine Entgeltregulierung sollte erst im darauffolgenden Entwicklungsstadium (Szenario III) die Zugangsregulierung ergänzen. Diese Marktreife ist dadurch definiert, dass die Cluster durch die weitere Entwicklung der Wasserstoffnetze miteinander verbunden sind und sich eine flächendeckende Infrastruktur herausgebildet hat. Da mit dem Zusammenwachsen der Cluster der Standortwettbewerb aufgehoben wird, muss regulatorisch ein Wettbewerb simuliert werden, um effiziente Netzentgelte weiterhin sicherzustellen. Dies erfolgt im heutigen Energiesystem über den Effizienzvergleich der Anreizregulierung, eine Form der Entgeltregulierung. Entsprechend den aktuellen Überlegungen zu einem Wasserstoffstartnetz im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 kann davon ausgegangen werden, dass eine flächendeckende Infrastruktur vermutlich nicht vor 2030 zu erreichen ist.

Vor dem Hintergrund dieses adaptiven Regulierungsansatzes beantwortet INES den Fragenkatalog der BNetzA nachfolgend im Detail.

Fragen und Antworten zur Marktkonsultation

1. Regelungen zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze

Frage: *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?*

Antwort: Neben der Erdgasnetzinfrastruktur wird sich ein reines Wasserstoffnetz entwickeln. Erdgasnetz und Wasserstoffnetz werden sich in ferner Zukunft vermutlich in gleichen Teilen gegenüberstehen, wobei das Wasserstoffnetz in wesentlichen Teilen auf der Umwidmung von Erdgasleitungen aufbauen wird. Dennoch wird auch im Erdgasnetz zunehmend Wasserstoff beigemischt werden.

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

Antwort: Bereits heute strebt der DVGW eine Anpassung und Erweiterung des Regelwerks auf 10% an. Von einer entsprechenden Beimischungsquote ist insofern mittel- bis langfristig auszugehen. Ob eine Beimischungsquote von bis zu 20% oder höher erreicht werden kann, hängt von einer Untersuchung und von der Anpassungsfähigkeit der sensiblen Verbraucher ab.

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

Antwort: Wie bislang im Regelwerk definiert, sollte sich die maximale Beimischungsquote an den sensibelsten Verbrauchern orientieren.

Frage: *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?*

Antwort: Die Regelung zur Biogasbeimischung ist nicht ausreichend, da sie blauen und türkisen Wasserstoff diskriminiert. Dieser wird im Rahmen der bestehenden Regelungen nicht mit dem Biogas gleichgesetzt und unterliegt dementsprechend nicht den gültigen Regelungen.

2. Ausweitung der Nutzung von Wasserstoff in die Wirtschaft

Frage: *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?*

Antwort: Voraussichtlich werden alle Szenarien in der genannten Reihenfolge über die Zeit hinweg eintreten. Die Szenarien beschreiben also vielmehr Entwicklungsstadien, die der Wasserstoffmarkt durchlaufen wird.

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

Antwort: Die Betreiber der Wasserstoffnetze in den drei heute vorhandenen Industriecluster können als „Clusternetzbetreiber“ bezeichnet werden. Über die Marktentwicklung hinweg werden diese zu „Clusternetzbetreibern mit Transportaufgabe“. Mit dem Zusammenwachsen der Cluster entstehen dann voll ausgebildete Wasserstoffnetzbetreiber, die gemeinsam eine flächendeckende Wasserstoffnetzinfrastruktur betreiben.

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

Antwort: Grenzüberschreitenden Transport frühestens ab Szenario II.

Frage: *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)?*

Antwort: Förderbedingt werden die Anbieter auf Nachfrager zugehen und Infrastrukturprobleme in diesem Dialog aufwerfen. Diese werden beginnend mit Szenario I an Clusternetzbetreiber (äquivalent zu heutigen VNB) adressiert. Hinzu kommt die Rolle der Speicherbetreiber, die über die Bereitstellung von Flexibilität aus in zur Wasserstoffnutzung umgewidmeten Gasspeichern einen essenziellen Beitrag zum Aufbau einer kosteneffizienten Wasserstoffinfrastruktur leisten können. Die Speicher sind ggf. auch als Steuerungselement zur Einhaltung von Wasserstoffgrenzwerten bei der Beimischung ins Erdgasnetz sinnvoll.

Frage: *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?*

Antwort: Erdgas wird aus Kostengründen innerhalb des verfügbaren CO₂-Budgets vorrangig vor Wasserstoffen zum Einsatz kommen. Mit zunehmender Reduktion des verfügbaren CO₂-Budgets kommen treibhausgasneutrale Gase z. B. in Form von Wasserstoff verstärkt in die Nutzung. In welchem Maße auf blauen, türkisen und grünen Wasserstoff zurückgegriffen wird, ist von der Einordnung im Rahmen eines europäischen Zertifizierungssystems abhängig.

3. Einführung einer Regulierung für reine Wasserstoffnetze

Frage: *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?*

Antwort: Ja.

Frage: *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?

Antwort: Siehe Abschnitt „Adaptiver Regulierungsansatz“. Im Szenario I ist noch keine Regulierung erforderlich, es sollte allerdings das GWB geschärft werden. Im Szenario II ist eine Zugangsregulierung erforderlich. Im Szenario III sollte die Zugangsregulierung durch eine Entgeltregulierung ergänzt werden.

Frage: *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).*

Antwort: Zur Übernahme der Transformationskosten von Gasspeichern müssen finanzielle Anreize entwickelt werden, damit auch die für die Marktentwicklung notwendigen Speicherbedarfe gedeckt werden können. Ohne Kostenübernahme könnte die Markteintrittsbarriere für Gasspeicher zu hoch sein bzw. der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch Neuinvestitionen verteuert werden.

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

Antwort: Eine Regulierung würde Transparenz im Hinblick auf die heute bereits bestehenden Wasserstoffnetze schaffen. Der Netzentwicklungsplan Gas als „Transparenzplattform“ könnte allerdings bereits ohne regulatorischen Eingriff zu einer entsprechenden Transparenz führen. Klarheit über regulatorische Eingriffe verschafft Planungssicherheit und damit Investitionssicherheit. Dafür muss nicht zwangsläufig der regulatorische Eingriff unmittelbar erfolgen. Die Kenntnisse zu welchem Zeitpunkt und in welcher Form eingegriffen wird ist dafür ausreichend.

4. Umfang einer möglichen Regulierung für reine Wasserstoffnetze

Frage: *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.*

Antwort: Siehe Abschnitt „Adaptiver Regulierungsansatz“. Zur Erleichterung der Regulierungspraxis könnte die Einführung einer Entgeltregulierung auch mit einer Entflechtung der dann voll ausgebildeten „Wasserstoffnetzbetreiber“ einhergehen. Wichtig aber ist, dass eine Regulierung bereits ab Beginn ihrer Einführung die

planerische Berücksichtigung von ausreichender Speicherkapazität auch zur Sicherstellung einer effizient mit gleichmäßig hohen Jahresnutzungsstunden ausgebildeten Wasserstoffinfrastruktur vorsieht.

Frage: 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?

Antwort: Eine allgemeine Regulierung von Wasserstoffnetzen sollte den Vorzug erhalten, um die Anzahl an Netzbetreibern von vornherein auf ein Mindestmaß beschränken zu können. So wird in der Folge ein kosteneffizientes Wasserstoffinfrastruktursystem sichergestellt.

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

Antwort: Nein.

Frage: 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?

Antwort: Eine Erweiterung des Gasbegriffes wird der Komplexität des Themas nicht gerecht. Vielmehr sollte entweder ein Kapitel im EnWG hinzugefügt oder ein Wasserstoffgesetz formuliert werden. Bei Einführung der Zugangsregulierung (Szenario II) erscheint eine Wasserstoff-Zugangsverordnung (WasserstoffNZV) sinnvoll. Später (Szenario III) sollte mit einer WasserstoffNEV auch die Entgeltregulierung (ggf. im Rahmen einer vollständigen Entflechtung) eingeführt werden.

Frage: 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?

Antwort: Für Zeiträume siehe Abschnitt „Adaptiver Regulierungsansatz“. Als Parameter empfehlen sich:

- Angebots-/Nachfragekapazitäten (Missbrauchspotenzial/Zugangsregulierung);
- Räumliche Vernetzung bzw. Ausdehnung der Wasserstoffnetze (Entgeltregulierung).

Für einen Stufenplan siehe Abschnitt „Adaptiver Regulierungsansatz“.

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

Antwort: Um die bisherigen (bestehenden) Investitionsentscheidungen abzusichern, sollte eine Übergangsregelung entwickelt werden, die den Amortisationszeitraum dieser Investitionen reflektiert.

Frage: *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?*

Antwort: Es sind Übergangsregelungen für die Umwidmung von Gasleitungen nötig, um möglichst geringe und sachgerecht allokierte Kosten sicherzustellen (insb. gilt es ungebührliche Zu-/Abschreibungen zu vermeiden).

5. Regelungen zu Netzanschluss, Netzzugang und Netzausbau von Wasserstoffnetzen

Frage: *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?*

Antwort: Nein. Die Farbe des Wasserstoffs sollte nicht im Hinblick auf den Netzanschluss und -zugang entscheiden. Davon unabhängig kann ein Zertifizierungssystem die Wasserstoffarten in definierten Kriterien unterschiedlich bewerten.

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

Antwort

Siehe vorherige Frage (erste Frage in diesem Themenblock 5).

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

Antwort: Siehe erste Frage in diesem Themenblock 5.

Frage: *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?*

Antwort: Ein Kapazitätsmodell ist erst für Szenario III erforderlich, d.h. für ein vermaschtes Netz, für das Anforderungen mit Szenarien modelliert und daraus ableitend definiert werden müssen. Bei der damit verbundenen Entwicklung des Netznutzungs- und Entgeltmodells sollte darauf geachtet werden, von Beginn an stärker auf eine Verursachungsgerechtigkeit zu achten. Eine Anlehnung an das Gassystem scheint vor diesem Hintergrund aufgrund der Nähe beider Energieträger zwar sinnvoll, sie kann jedoch nur als Impuls für die Entwicklung eines neuen Modells angesehen werden. Erst eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik kann auch zur stärkeren Integration der Sektoren (Strom, Erdgas, Wasserstoff) beitragen, da nicht bei jedem Sektorübergang die volle Infrastrukturlast kostenseitig getragen werden muss.

Frage: *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?*

Antwort: Es sollte ein separates Bilanzierungssystem für Wasserstoff implementiert werden. Für Biogas ist bislang eine Jahresbilanzierung vorgesehen. Da gerade Wasserstoff als Flexibilitätsquelle für den Stromsektor eine bedeutende Rolle spielen wird, sollte von Anfang an die Verantwortung zur Strukturierung in den Markt überführt

werden und dementsprechend abweichend von der Biogasbilanzierung möglichst eine Stundenbilanzierung, zumindest eine Tagesbilanzierung eingeführt werden. Nach Farben muss auf der Bilanzkreisebene nicht differenziert werden, da voraussichtlich ein Zertifizierungssystem die Differenzierung der Wasserstoff-Farben abbilden wird.

Frage: *Bedarf es eines virtuellen Handelspunktes für Wasserstoff?*

Antwort: Die Einrichtung eines virtuellen Handelspunktes geht mit der Entwicklung einer flächendeckenden Infrastruktur einher. Aus diesem Grund erscheint die Einrichtung erst mit Szenario III sinnvoll. Eine Vorbereitung ist selbstverständlich notwendig und kann bereits im Rahmen des „Entwicklungsstadiums II“ (Szenario II) erfolgen.

Frage: *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?*

Antwort: Es sollte ein eigenständiger Wasserstoff-NEP entwickelt werden. Darin sind auch die Gasspeicher (d.h. Wasserstoffspeicher) einzubeziehen, um eine kosteneffiziente Netzentwicklung zu gewährleisten. Da das Leitungssystem noch überschaubar und auf einzelne Cluster begrenzt ist, sollten diese Leitungssysteme vollständig im NEP erfasst werden. Von einer Differenzierung zwischen Fernleitungsnetzen und Verteilnetzen sollte vor diesem Hintergrund Abstand genommen werden.

Frage: *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?*

Antwort: Die Wahl des Anlagenstandorts trifft der Markt. Damit diese Allokationsentscheidung netzkosteneffizient erfolgen kann, ist es zwingend erforderlich verursachungsgerechte Netzentgelte im regulierten Bereich (Szenario III) zu definieren. Im marktwirtschaftlichen Umfeld (Szenario I + II) werden die Verteilungs- und Transportkosten ohnehin inhärenter Bestandteile der Projekt- bzw. Investitionsentscheidung sein.

Frage: 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.

Antwort: Ein Allokationsanreiz sollte durch eine Weiterentwicklung der Strom-Netzentgeltsystematik geschaffen werden, indem auch im Strom-Sektor verursachungsgerechte Netzentgelte definiert werden. Es wäre konsequenterweise sogar vorstellbar, dass der Markt bei Stromnetz-entlastenden Anlagen eine Vergütung neben einem vollständigen Erlass des Stromnetzentgelts erhalten kann.

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

Antwort: Mit Gasspeichern können die Verbraucher trotz voraussichtlich volatilerer (aufgrund von zunehmender strombasierter) Wasserstoffproduktion Dargebots-unabhängig (und damit sicher) beliefert werden. Darüber hinaus reduzieren sie den erforderlichen Netzausbau und optimieren so die Kosten zur Netzentwicklung. Daher ist eine Berücksichtigung der Speicher in einer Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung zwingend.

Eine Regulierung der Gasspeicher ist in Szenario I nicht erforderlich, da es sich weder um einen Anbieter noch einen Nachfrager-Markt handelt. Ein missbräuchliches Verhalten vertikal integrierter Unternehmen ist insofern ebenso wenig zu erwarten, wie im Netzbereich. Mit der Förderung von Elektrolyseuren ist im Szenario II und III ein Nachfrager-Markt zu erwarten. Wie im Erdgasspeichermarkt ist damit eine Zugangsregulierung sicherlich nachvollziehbar. Analog zum heutigen Erdgasmarkt kann von einer Entflechtung und einer Entgeltregulierung aufgrund des Wettbewerbsverhältnisses zwischen den Speicherstandorten/Speicherlokationen (analog zum Clustergedanken) gänzlich abgesehen werden. In einem Regulierungsrahmens für die Wasserstoffinfrastruktur sollte der Systemwert Berücksichtigung finden, den Gasspeicher (d. h. Wasserstoffspeicher) zur Netzstabilität und zu kostenreduzierten Neuinvestitionen erbringen. Zu diesem Zweck sollten verursachungsgerechte Netzentgelte gebildet werden. Bei netzentlastender und damit ausbauvermeidender Netznutzung sollten die Netzentgelte auch negativ sein dürfen.

6. Mögliche Finanzierungsvarianten von Wasserstoffnetzen

Frage: *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?*

Antwort: Die Kosten sollten separat gehalten werden. Vor dem Hintergrund der Entwicklungsstadien (Szenarien) ist ohnehin davon auszugehen, dass eine Erlösobergrenze (EOG) erst mit Einführung einer Entflechtung bzw. Entgeltregulierung gebildet wird. Der Vorteil liegt im Wesentlichen in der Kosteneffizienz, die von Beginn an in der infrastrukturellen Ebene sichergestellt ist. Nachteil ist der damit verbundene Verzicht auf Subventionierung der Wasserstoff-Netzentwicklung durch die Erdgaskunden. Eine Subventionierung sollte jedoch ohnehin vor dem Hintergrund der gesamtgesellschaftlichen Aufgabe der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes und damit unabhängig vom Erdgasmarkt betrachtet werden (siehe hierzu auch Ausführungen zu 5.).

Frage: *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?*

Antwort: Werden Wasserstoffnetze bereits zu Beginn reguliert, steht zu befürchten, dass die Netzentwicklung nicht marktgerecht erfolgt und damit die Marktentwicklung durch prohibitive Netzentgelte gehemmt wird.

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

Antwort: Unter der Voraussetzung, dass in Zukunft weiterhin in signifikantem Umfang Gase, insb. Wasserstoff zur Deckung bereits bestehender Gasverbräuche eingesetzt werden und damit weitestgehend auf bestehende (umgewidmete) Erdgasleitungen aufgebaut werden kann, ist die Notwendigkeit von Sonderabschreibungen vermutlich nicht signifikant. Bei stark reduziertem Gaseinsatz wäre die Notwendigkeit von Sonderabschreibungen hingegen signifikant.

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

Antwort: Eine Differenzierung der Zahlungsbereitschaften ist nicht erforderlich, sofern die Netzentgelte in jedem Sektor verursachungsgerecht gebildet werden. Im Übrigen ist nur so ein volkswirtschaftlich optimales Marktergebnis gewährleistet.

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

Antwort: Die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes ist zur Erreichung der Klimaziele notwendig. Die Infrastrukturentwicklung erscheint deshalb als gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Anders als im Stromsystem bezieht nicht jeder Haushalt in Deutschland Gas. Eine Umlage auf Erdgaskunden bildet diese gesamtgesellschaftliche Aufgabe insofern nicht analog bspw. zur EEG-Umlage ab. Ein Haushalts- bzw. Steuer-finanzierter Ansatz erscheint deshalb vorzugswürdig. Eine Anschubfinanzierung zur Entwicklung der Wasserstoffnetzinfrastruktur ist begrüßenswert.

Frage: *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)?*

Antwort: Keine Anmerkungen.

Frage: *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?*

Antwort: Für das Szenario III erscheint die Anwendung ARegV-ähnlicher Regelungen sinnvoll. Der Effizienzvergleich weist allerdings Schwächen auf, die nicht ohne Änderungen in den Wasserstoff-Sektor übernommen werden sollten.

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

Antwort: Ja, aber in geänderter Form. Die Parameter zur Beschreibung des Outputs im Rahmen des Effizienzvergleichs müssen die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber besser erfassen.

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

Antwort: Keine Anmerkungen.

Frage: 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?

Antwort: Es sollte von einer Differenzierung der Ebenen VNB und FNB abgesehen werden. Für Wasserstoffnetze sollte eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik entwickelt werden. Vor dem Hintergrund der geringen Vermaschung des Systems ist dies insbesondere zu Beginn leicht umsetzbar.

Frage: 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.

Antwort: Eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik beinhaltet bereits Allokationssignale bzw. steuert Investitionsentscheidung, indem sie netzkosteneffiziente Marktentscheidungen bevorteilt.

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

Antwort: Abhängig von technischen Analysen der Anlagen-Komponenten.

Frage: *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.*

Antwort: Eine Entgeltregulierung ist erst ab dem Entwicklungsstadium III (Szenario III) zu empfehlen. Aufgrund der zuvor noch bestehenden Cluster und des damit verbundenen Standort-Wettbewerbs erscheint eine marktwirtschaftliche Preisbildung der Netzentgelte unter Beachtung der Regelungen des allgemeinen Wettbewerbsrechts (GWB) ausreichend.

INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.bleschke@erdgasspeicher.de