

EWIR

INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHT
UNIVERSITÄT ZU KÖLN

ewi

Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze

Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs

EWI EWIR Policy Brief

Gefördert durch die Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e. V.

Köln, November 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahe Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker, Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Prof. Dr. Wolfgang Ketter bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE).

Institut für Energiewirtschaftsrecht der Universität zu Köln der Universität zu Köln (EWIR)

Rechtswissenschaftliche Fakultät
Albertus-Magnus-Platz
D-50923 Köln

Tel.: +49 (0)221 470-8387
Fax: +49 (0)221 470-7227
www.ewir-koeln.de

Das Institut für Energiewirtschaftsrecht (EWIR) ist ein Institut der Rechtswissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln. Es knüpft seit 2017 die Arbeit des seit 1956 bestehenden Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln an. Das EWIR befasst sich unter der Leitung von Prof. Dr. Torsten Körber mit dem Energierecht als Regulierungsrecht, insbesondere mit Fragen des Netzzugangs und Wettbewerbs, mit Zukunftsfragen des Umbaus der Energiesysteme (erneuerbare Energien, Energiewende, Sektorenkoppelung, Digitalisierung, Daten) und mit der rechtlichen Gestaltung wettbewerbsgesteuerter Energiemärkte. Die Grundlagen dafür bilden die zivilrechtliche Basis des Lehrstuhls sowie die Verbindung mit dem Kartellrecht, dem Telekommunikationsrecht und dem Recht der digitalen Wirtschaft. Es arbeitet eng mit den energierechtlichen Instituten in Düsseldorf (DIER) und Bochum (IBE) zusammen.

Autoren

Dr. Simon Schulte
Dominic Lencz
David Schlund

Dr. Max Baumgart
Felix Berger
Felix Mansius

KERNAUSSAGEN

1. Vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs von Wasserstoff wird derzeit eine Anpassung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze diskutiert.
2. Unsicherheit über den künftigen Regulierungsrahmen behindern Investitionen in Wasserstoffnetze. Die Politik sollte sich zeitnah zu einem Regulierungsrahmen bekennen.
3. Regulierung kann den Markthochlauf fördern, indem sie potenziellem Marktmachtmissbrauch vorbeugt. Sie kann den Netzaufbau aber auch durch ihre Kosten und Ineffizienzen hemmen.
4. Ein Aufbau durch Ferngasnetzbetreiber würde die effiziente Einbindung bestehender Pipelines vereinfachen, würde aber Koordinationsaufwand und Doppelstrukturen schaffen und wäre nach derzeitigem Stand womöglich nicht mit EU-Sekundärrecht vereinbar.
5. Eine gemeinsame Erlösobergrenze könnte den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft fördern, die Quersubventionierung wäre aber ineffizient und eventuell ebenfalls nicht EU-rechtskonform.
6. Die Regulierung könnte im EnWG, als eigenes Gesetz oder im Rahmen einer vollständigen Novellierung des Energierechts erfolgen.

Für den Markthochlauf von Wasserstoff strebt die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie den Aufbau eines Wasserstoffnetzes an.¹ Wie das zukünftige Wasserstoffnetz aussehen sollte, ist gegenwärtig jedoch umstritten und hängt davon ab, wie sich Angebot und Nachfrage entwickeln. Dies hängt wesentlich von Faktoren wie den zukünftigen Technologie- und Kostenentwicklungen sowie möglichen Förderungsmechanismen ab. Denn zurzeit ist die Nutzung von grünem Wasserstoff überwiegend unwirtschaftlich. Die Vorstellungen zum zukünftigen Netz reichen von einzelnen Inselnetzen bis hin zu einem flächendeckenden und tiefgreifend vermaschten Netz, analog zum heutigen Erdgasnetz (s. Abbildung 1).² Diese Unsicherheiten machen Investitionen in Wasserstoffnetze derzeit risikoreich.



ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG MÖGLICHER WASSERSTOFFNETZ-ENTWICKLUNGSSTUFEN

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 59.

¹ Vgl. BMWi, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, S. 7.

² Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 59.

Zudem wird derzeit diskutiert, ob und wie Wasserstoffnetze in Zukunft reguliert werden. Investoren fehlt somit die Sicherheit bezüglich des rechtlichen Rahmens, in dem sie Investitionsentscheidungen treffen können. Marktakteure, die heute in Wasserstoffleitungen im nicht-regulierten Umfeld investieren, setzen sich der Gefahr aus, dass ihre Handlungsspielräume und Erlösmöglichkeiten mit der Einführung von Regulierung eingeschränkt würden. Ferngasnetzbetreiber (FNB), die bereits konkrete Pläne für den Aufbau reiner Wasserstoffnetze ausgearbeitet haben,³ dürfen diese aktuell nicht umsetzen, denn die gegenwärtige Regulierung lässt dies aller Voraussicht nach nicht zu (siehe Infobox 1 und Abschnitt „Erdgasbinnenmarkttrichtlinie könnte der Aufgabenzuweisung entgegenstehen“). Um den angestrebten Aufbau einer Wasserstoffökonomie zu fördern, sollte sich die deutsche Politik daher dazu bekennen, ob und wenn ja, in welchem Umfang reguliert wird. Um vor dem Hintergrund der noch unsicheren Ausgestaltung des zukünftigen Wasserstoffnetzes einen adäquaten Regulierungsrahmen zu definieren, ist es hilfreich, die folgenden Fragen zu beantworten:

1. *Was spricht für bzw. gegen eine heutige Regulierung von Wasserstoffnetzen?*
2. *Sollten Ferngasnetzbetreiber die Wasserstoffnetze aufbauen und betreiben?*
3. *Was wären die Vor- und Nachteile einer gemeinsamen Erlösobergrenze?*
4. *Welche Gesetzesänderungen wären nötig, um Wasserstoffnetze zu regulieren?*

Der vorliegende Policy Brief diskutiert diese vier Fragen. Hierbei beschränkt er sich auf die aus unserer Sicht relevantesten Vor- und Nachteile und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine abschließende Handlungsempfehlung wird explizit nicht getroffen.

INFOBOX 1: WASSERSTOFF IN DER DERZEITIGEN GESETZGEBUNG

Status quo: technologiespezifischer Ansatz und lückenhafte Erfassung von Wasserstoff

Das EnWG reguliert den Betrieb von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen. Wasserstoff wird nach der aktuellen Rechtslage nur in zwei Konstellationen als „Gas“ im Sinne des EnWG verstanden:

Entweder unmittelbar über § 3 Nr. 19a EnWG, wenn *erstens* der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist *und zweitens* dieser in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Ob eine „Einspeisung“ in Gasversorgungsnetze nur vorliegt, wenn Wasserstoff in ein mit Erdgas befülltes Netz beigemischt wird, oder ob auch der Betrieb eines reinen Wasserstoffnetzes umfasst ist, ist aus rechtlicher Sicht allerdings noch unklar. Die BNetzA geht zurzeit davon aus, dass reine Wasserstoffnetze nicht erfasst sind, sondern das Netz überwiegend mit Erdgas betrieben werden muss.⁴

Ferner kann Wasserstoff als „Biogas“ der Regulierung des EnWG unterfallen. Das ist gemäß § 3 Nr. 10c EnWG der Fall bei Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen⁵ stammt.⁶ Unklar ist dabei noch das Merkmal „weit überwiegend“. Ausweislich der Gesetzesbegründung des EnWG ist dieses erfüllt bei mindestens 80% EE-Anteil.⁷ Konkrete gesetzliche Regelungen oder praktische Erfahrungswerte fehlen aber bislang.

³ Für 2030 planen die FNBs im Netzentwicklungsplan in der ‚Grüingasvariante‘ ein 1.236 km langes Wasserstoffnetz, vgl. Fernleitungsnetzbetreiber: Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Juli 2020.

⁴ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 25 f.

⁵ Im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140) vom 5.6.2009, S. 16.

⁶ Vgl. auch Held/Nohl/Straßer/Fimpel, Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens und ihre Finanzierung durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung, S. 9 f; Brodowski/Friebe, RdE 2020, 167 (168).

⁷ Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 50.

Auf der europäischen Ebene steht die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie⁸ im Zentrum einer möglichen Regulierung. Auch die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie kennt eine Regulierung für Wasserstoff nur, wenn dieser als Biogas oder Gas aus Biomasse oder als eine andere Gasart eingeordnet wird, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch das Netz zu transportieren (Art. 1 Abs. 1). Dies wird durch Erwägungsgrund 41 der Richtlinie untermauert.⁹ Damit sind reine Wasserstoffnetze wohl auch vom europäischen Rechtsrahmen derzeit noch nicht erfasst.¹⁰

Rechtsfolgen im aktuellen Regulierungsrahmen

Soweit Wasserstoff der Regulierung unterfällt, können daran verschiedene Rechtsfolgen geknüpft sein: Für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, gilt sowohl eine Stromnetzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG wie auch die Einspeiseentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG. Weitere Privilegierungen folgen für regenerativ hergestellten Wasserstoff aus der Gasnetzanschlussverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV).¹¹ Neben diesen Privilegien greifen aber auch die Verpflichtungen ein, die das EnWG auferlegt. So werden auch Betreiber von Wasserstoffnetzen zur Einhaltung der entflechtungsrechtlichen Vorgaben der §§ 6-10e EnWG verpflichtet, etwa wenn diese neben einem Wasserstoffverteilernetz auch eine Wasserstoffherzeugungsanlage betreiben wollen.

Ungleichbehandlung von Verteil- und Fernnetzbetreibern

Das zusätzliche Merkmal der „Einspeisung“ fehlt also beim Biogasbegriff. Folglich werden reine Biogas-Wasserstoff-Netze bereits heute vom EnWG erfasst. Das gilt indes nur für die Verteilnetzebene. Fernleitungsnetze hingegen dienen nach § 3 Nr. 19 EnWG ausdrücklich nur dem Transport von Erdgas. Bei reinem Wasserstofftransport fallen diese bislang also aus dem Anwendungsbereich des EnWG heraus.¹²

Analoge Anwendung bisheriger Regelungen zweifelhaft

Eine analoge Anwendung der Regelungen zum Erdgas auf sonstige Arten von Wasserstoff wird wohl nur in Ausnahmefällen denkbar sein. Denn eine hierfür notwendige planwidrige Regelungslücke wird man dem Gesetzgeber jedenfalls nicht grundsätzlich unterstellen können. Das EnWG beschäftigt sich immerhin durchaus im Detail mit Wasserstoff.¹³

Was spricht für bzw. gegen eine heutige Regulierung von Wasserstoffnetzen?

Zu Beginn sollte die deutsche Politik die Frage beantworten, ob sie Wasserstoffnetze regulieren oder sie (zunächst) unreguliert belassen will. Hierfür ist zunächst zu klären, ob der Transport von Wasserstoff in einem Transportnetz ein natürliches Monopol darstellen könnte, in dem Marktmacht ausgeübt werden kann (siehe Infobox 2). Gegenwärtig stehen die Betreiber der Netze einer kleinen Anzahl an Nachfragern gegenüber, welche somit auch eine erhebliche Marktmacht gegenüber dem Netzbetreiber besitzen (z.B. durch Androhung in anderen Chemie-Cluster zu wechseln¹⁴). Diese gegenseitige Abhängigkeit verhindert gegenwärtig den Missbrauch von Marktmacht.

⁸ Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (konsolidierte Fassung).

⁹ So auch *Rosin et al.*, ET 05/2020, 54 (55).

¹⁰ So wohl auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 25.

¹¹ *Brodowski/Friebe*, RdE 2020, 167 (170). Dazu gehören Begünstigungen bei den Netzanschlusskosten oder beim Netzzugang, vgl. § 20a GasNEV, §§ 31 ff. GasNZV; insb. aber auch die vorrangige Einspeisung gemäß § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV, vgl. *Buchmüller/Wilms/Kalis*, ZNER 2019, 194 (200).

¹² So auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 25 ff.; hingegen für eine weitgehende Gleichbehandlung der unterschiedlichen Gassorten schon nach der aktuellen Rechtslage vgl. *Rosin et al.*, ET 05/2020, 54 ff.

¹³ So auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 82.

¹⁴ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 65.

Regulierung könnte potenziellem Marktmarktmissbrauch vorbeugen

Nimmt im Zuge des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft die Anzahl der angeschlossenen Nachfrager und Anbieter zu, steigt die Wahrscheinlichkeit eines Marktmarktmissbrauchs durch den Netzbetreiber.¹⁵ Eine frühzeitige Entgelt- und Zugangsregulierung würde einem möglichen Marktmarktmissbrauch durch Wasserstoffnetzbetreiber vorbeugen und somit daraus entstehende Wohlfahrtsverluste verhindern. Dies könnte das „Henne-Ei-Problem“ aus zwei Gründen vereinfachen und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft fördern. Erstens würde der garantierte Zugang zum Wasserstoffnetz (z.B. durch Netzanschlussverpflichtungen des Wasserstoffnetzbetreibers) die Planungssicherheit für Anbieter und Nachfrager erhöhen und zweitens könnten Anbieter und Nachfrager von Wasserstoff davon ausgehen, dass Netzbetreiber auch in der langen Frist keine Monopolpreise für den Transport verlangen.

INFOBOX 2: REGULIERUNG, KARTELLRECHT UND NATÜRLICHES MONOPOL

Verhältnis von Regulierung und Kartellrecht

Wenn bei Vorliegen nur einer Struktur ein Gut - etwa im hier diskutierten Fall einer Netzinfrastruktur nur für Wasserstoff - günstiger bereitgestellt werden kann als bei Vorliegen mehrerer gleichartiger Strukturen, entsteht ein natürliches Monopol durch subadditive Kostenstruktur. Das Monopol ist daher kostenseitig sinnvoll. Falls es effiziente Alternativen zum Monopol gibt (z.B. alternative Netznutzung, Substitute zum transportierten Gas), erzeugen diese Alternativen einen Wettbewerb und das Monopol kann keine Marktmacht ausüben. Eine Regulierung ist in diesem Fall nicht erforderlich. Falls es keine effizienten Alternativen zur Netzinfrastruktur gibt, kann es für das Monopol sinnvoll sein, Marktmacht auf vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsstufen auszuüben oder Marktteilnehmer zu diskriminieren. Wenn dies der Fall ist, ist eine Regulierung, die Wettbewerb simuliert, sinnvoll. Ohne eine solche *ex ante*-Regulierung greifen nur die allgemeinen kartellrechtlichen Werkzeuge, die allerdings erst *ex post*, also nachträglich, auf den Markt einwirken.

Reine Wasserstoffnetze als natürliches Monopol

Ob reine Wasserstoffnetze tatsächlich als natürliche Monopole angesehen werden können, bedarf allerdings noch einer vertieften, insbesondere auch quantitativen Prüfung.¹⁶

Regulierung würde Planungssicherheit erhöhen

Würden Wasserstoffnetze zunächst nicht reguliert, bliebe eine gewisse Planungsunsicherheit. Denn Investoren wären auch bei einer heutigen Entscheidung zur Nicht-Regulierung langfristig dem Risiko ausgesetzt, dass ihre Wasserstoffnetze zu einem späteren Zeitpunkt reguliert werden könnten. Und zwar würde die Regulierung insbesondere dann wahrscheinlich, wenn durch Investoren hohe Renditen erwirtschaftet werden können. Die Befürchtung, dass Renditen im Erfolgsfall durch Regulierung beschnitten werden, aber Verluste bei Misserfolg selbst getragen werden müssen, könnte Investoren davon abhalten, in Wasserstoffnetze zu investieren.

Regulierung würde zusätzliche Kosten verursachen

Die Regulierung der Wasserstoffnetze wäre mit Kosten verbunden. So müssten Netzbetreiber dem Regulierer Rechenschaft ablegen. Je nach Umfang der Meldepflichten entstünden zusätzliche Per-

¹⁵ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 65 f.

¹⁶ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 62.

sonal-, Beratungs- und IT-Kosten. Auf der anderen Seite müsste die verantwortliche Regulierungsbehörde die zugespielten Daten auswerten, Meldepflichten definieren und ggf. Entgelte genehmigen. Zur Durchsetzung der Regulierung ergäben sich zusätzliche Rechtsdienstleistungs- und Gerichtskosten auf beiden Seiten.¹⁷ Diese Kosten müssten von den Netznutzern sowie den Steuerzahlern getragen werden.

Regulierung würde Ineffizienzen verursachen

Neben den Kosten könnte eine weitreichende Regulierung Ineffizienzen hervorrufen, die konkret von der Ausgestaltung der Regulierung abhängen würden. Beispielsweise könnten die Gewinne von Netzbetreibern durch die Vorgaben des Regulierers beeinflusst werden, wenn die Höhe des zulässigen Gewinns mit der Größe des Netzes verbunden wäre. In diesem Fall hätten Netzbetreiber einen Anreiz, ein zu großes Netz aufzubauen.¹⁸ Dies ist vor dem Hintergrund, dass gegenwärtig die adäquate Größe zukünftiger Wasserstoffnetze noch unklar ist, besonders problematisch. Neben solchen Fehlanreizen schränkt eine Regulierung durch zusätzliche Vorgaben zudem den Handlungsspielraum von Unternehmen ein, wodurch Innovationen möglicherweise eher ausbleiben (z.B. Digitalisierung in der Energiewirtschaft¹⁹). Zudem könnten mit einer Regulierung Entflechtungsvorschriften einhergehen, welche Kooperationsmöglichkeiten zwischen Netzbetreiber sowie Anbietern und Nachfragern von Wasserstoff einschränken würde. Direkte Absprachen zwischen Akteuren der Wertschöpfungskette sind jedoch während des Markthochlaufs besonders wichtig, um innovative Anwendungen und Geschäftsmodelle zu realisieren, sodass die eingeschränkte Kooperation die Koordination entlang der Wertschöpfungskette zusätzlich erschweren könnte.²⁰ Diese durch eine Regulierung induzierten Ineffizienzen würden den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes potenziell hemmen.²¹

Sollten Ferngasnetzbetreiber Wasserstoffnetze aufbauen und betreiben?

Unter der Annahme, dass Wasserstoffnetze als natürliches Monopol reguliert werden, stellt sich anschließend die Frage, ob die derzeitigen FNBs Wasserstoffnetze aufbauen und betreiben sollen oder ob dies durch Dritte (z.B. einen eigenständigen Wasserstoffnetzbetreiber (WNB)) erfolgen sollte.

Aufbau durch Ferngasnetzbetreiber vereinfacht effiziente Integration bestehender Pipelines

Ein zentraler Bestandteil des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur ist die Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen. Teile der bestehenden Infrastruktur werden zukünftig nicht

¹⁷ Vgl. *Joskow, Paul L., and Nancy L. Rose*. "The effects of economic regulation." *Handbook of industrial organization* 2 (1989): 1449-1506. S. 1454 f.

¹⁸ Vgl. *Harvey Averch, Leland L. Johnson*: Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. In: *American Economic Review*, 52 (1962), Nr. 5, S. 1052-1069. S.1052ff.

¹⁹ Vgl. Institut für Energiewirtschaft (INEWI) Hochschule Fresenius (2019): *European Energy Lab 2030. Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft- Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell*, S. 38 f.

²⁰ Vgl. *Haug, Thomas und Wieshammer, Lorenz*: Implikationen der Dekarbonisierung für die Gasnetzregulierung. In: *emw Heft 04/2020*.

²¹ Vgl. *Joskow, Paul L., and Nancy L. Rose*. "The effects of economic regulation." *Handbook of industrial organization* 2 (1989): 1449-1506. S. 1454 f.

zwingend für den Erdgastransport benötigt und können daher kostengünstig auf Wasserstoff umgerüstet werden (rund 60-85% günstiger als Neubau²²). Diese Infrastruktur wird gegenwärtig von FNBs betrieben. Wäre geplant, dass ein eigenständiger WNB (oder ein nicht-reguliertes Unternehmen) den Aufbau übernimmt, wäre es erforderlich, Pipelines aus dem Eigentum des FNBs herauszulösen. Entstände ein Bedarf für eine Wasserstoffleitung, müsste der WNB also zunächst mit dem FNB in Verhandlungen über den Preis der Pipeline treten. Dies würde Transaktionskosten hervorrufen und die Dauer bis zur möglichen Umwidmung erhöhen. Zudem müssten Regelungen geschaffen werden, die FNBs anreizen, Pipelines zum adäquaten²³ Preis zu verkaufen. Zurzeit haben FNBs für das Herauslösen nämlich keinen Anreiz, da eine kleinere Kostenbasis geringere mögliche Erlöse impliziert. Wenn diese Problematik nicht vollständig aufgelöst wird, würden FNBs Pipelines tendenziell nicht verkaufen, sodass die bestehende Infrastruktur nicht effizient für den Wasserstoffnetzaufbau genutzt würde.²⁴ Übernehmen FNBs, welche den Wert ihrer Infrastruktur für das Erdgasnetz kennen, den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur, hätten diese grundsätzlich den Anreiz Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur integriert zu optimieren und die bestehende Erdgasinfrastruktur effizient zu nutzen.

Vielzahl der Ferngasnetzbetreiber würde Doppelstrukturen erfordern

In Deutschland gibt es gegenwärtig 16 FNBs. Beim Aufbau des Wasserstoffnetzes müssten alle FNBs, die Wasserstoffnetze betreiben, entsprechende Abteilungen aufbauen. Zudem müssten die FNBs beim Aufbau der Infrastruktur eng miteinander kooperieren, was zusätzlichen Aufwand verursachen würde. Die Aufrechterhaltung mehrfach gleicher Strukturen sowie der Kooperationsaufwand würden zu Zusatzkosten gegenüber dem Fall führen, dass ein einzelner WNB den Aufbau und Betrieb des Wasserstoffnetzes übernehmen würde.

Erdgasbinnenmarktrichtlinie könnte der Aufgabenzuweisung entgegenstehen

Nach jetzigem Stand steht es dem deutschen Gesetzgeber möglicherweise nicht frei, den FNBs die Aufgabe des Betriebs von reinen Wasserstoffnetzen zuzuweisen. Denn nach dem europäischen Rechtsrahmen sind Erdgasnetzbetreiber sowohl auf Fernleitungsebene wie auch auf Verteilnetzebene verpflichtet, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen, um deren Leistungsfähigkeit sicherzustellen (Art. 13 Abs. 1 lit. a) und Art. 25 Abs. 1 Erdgasbinnenmarktrichtlinie). Das Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit soll dazu beitragen, dass nur solche Kosten aufgebracht werden, die die technisch und volkswirtschaftlich notwendigen Investitionen erfordern.²⁵ Allerdings erfasst die Erdgasbinnenmarktrichtlinie reine Wasserstoffnetze gerade nicht (siehe Infobox 1). Fraglich ist daher, ob der Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen die Kriterien eines bedarfsgerechten Netzausbaus im Sinne der Richtlinie erfüllen kann, wenn diese sich nur auf den Ausbau von Erdgasnetzen

²² Vgl. *Cerniauskas, Simonas, et al.* "Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study." *International Journal of Hydrogen Energy* (2020) S. 12101. und *Adam, Peter et al.*: Wasserstoffinfrastruktur - tragende Säule der Energiewende, 2020 S. 4.

²³ Der Preis sollte den entgangenen Nutzen der Pipeline für das Erdgasnetz entsprechen, d.h. den Opportunitätskosten der Umwidmung.

²⁴ FNBs kennen die Relevanz ihrer Infrastruktur für das Erdgasnetz besser als der Regulierer. Diese Informationsasymmetrie verhindert, dass der Regulierer die Pipelines und den fairen Preis zu dem Pipelines von FNB zu WNB übertragen werden sollten, bestimmen kann.

²⁵ Vgl. für das Umsetzungsgesetz in § 11 EnWG: *Tüngler*, in: *Kment, Energiewirtschaftsgesetz*, 2. Aufl. 2019, § 11, Rn. 51.

bezieht.²⁶ Um diesbezüglich Rechtssicherheit zu schaffen, sollte Deutschland auf den europäischen Gesetzgeber einwirken, um eine Klarstellung zu erzielen.

Was wären Vor- und Nachteile einer gemeinsamen Erlösobergrenze?

Falls FNBs den Aufbau und Betrieb von Wasserstoffnetzen übernehmen, stellt sich die Frage, ob eine gemeinsame oder eine getrennte Erlösobergrenze (EOG) angewendet werden sollte. Die EOG bezeichnet die zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers, § 4 Abs. 1 ARegV. Im Grundsatz werden diese EOG für Betreiber von Energieversorgungsnetzen festgelegt,²⁷ d.h. auch für Gasnetzbetreiber.

Gemeinsame Erlösobergrenze würde Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft fördern

Würde für Erdgas und Wasserstoff eine gemeinsame EOG eingeführt, könnten anfänglich hohe Wasserstoffnetzentgelte vermieden und der Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigt werden. Durch die gemeinsame EOG würde nur ein Teil der Kosten des Wasserstoffnetzaufbaus auf die zu Beginn noch geringe Anzahl an Wasserstoffnutzern umgelegt, sodass die Entgelte der Infrastrukturnutzung nicht prohibitiv teuer wären. Die gemeinsame EOG wäre also ein effektives Mittel, um die Wasserstoff-Netzentgelte für Anbieter und Nachfrager zu reduzieren und somit die Nutzung zu fördern.

Die gemeinsame Erlösobergrenze würde Ineffizienzen erzeugen

Die Förderung von Wasserstoff über eine gemeinsame EOG, stellt jedoch eine Quersubventionierung durch Erdgasnutzer dar, die zu Ineffizienzen führen könnte. Die Entgelte für Erdgasnutzer würden sich weiter von den marginalen Kosten entfernen und eine effiziente Nutzung der bestehenden Erdgasnetze würde durch die höheren Entgelte reduziert. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft stellt vielmehr ein übergeordnetes nationales Ziel dar, was den Schluss rechtfertigen könnte, dass dieses von der gesamten Gesellschaft getragen werden sollte.

Gemeinsame Erlösobergrenze wäre wohl nicht mit EU-Recht vereinbar

Gegen die Einführung einer einheitlichen EOG sprechen Bedenken hinsichtlich europarechtlicher Vorgaben.²⁸ Der Networkcode Tariff (NC TAR)²⁹ ist einerseits zurzeit nur anwendbar auf Erdgasnetze und sieht ferner in Art. 7 lit. c) vor, dass das Regulierungsregime der Netzentgelte Diskriminierungsfreiheit gewährleisten und insbesondere Quersubventionierungen verhindern soll. Ob unter eine solche unzulässige Quersubventionierung auch eine gemeinsame EOG für Wasserstoff- und Erdgasnetze fallen würde, bedürfte jedenfalls einer genaueren Prüfung.³⁰

²⁶ Held/Nohl/Straßer/Fimpel, Eckpunkte der Regulierung deutscher Wasserstoffnetze im Kontext einer Anpassung des europarechtlichen Rahmens und ihre Finanzierung durch Integration in den rechtlichen Rahmen der Gasnetzregulierung, Mai 2020, S. 7.

²⁷ Der Anwendungsbereich im Detail folgt aus den §§ 21a I, 21 II 1 EnWG, vgl. auch Laubenstein/van Rossum, in: Holnagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 1 ARegV, Rn. 4

²⁸ Vgl. auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 77.

²⁹ VO (EU) 2017/460 der Kommission v. 16.3.2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen.

³⁰ Nach Ansicht der BNetzA wäre eine gemeinsame EOG dennoch zulässig, vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 77.

	Pro	Contra
Regulierung als natürliches Monopol	<ul style="list-style-type: none"> • Beugt potenziellem Markt-machtmissbrauch vor • Erhöht Planungssicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten der Regulierung • Ineffizienzen der Regulierung
Aufbau durch FNBS	<ul style="list-style-type: none"> • Vereinfacht effiziente Integration bestehender Infrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> • Schafft Doppelstrukturen • Vereinbarkeit mit EU-Regulierungsrecht fraglich
Gemeinsame EOG für Wasserstoff- und Erdgasnetze	<ul style="list-style-type: none"> • Verhindert anfänglich hohe Wasserstoff-Netzentgelte 	<ul style="list-style-type: none"> • Erzeugt Ineffizienzen • Vereinbarkeit mit EU-Regulierungsrecht fraglich

ABBILDUNG 2: WESENTLICHE VOR- UND NACHTEILE IN DER DISKUSSION UM DIE WASSERSTOFFNETZREGULIERUNG

Quelle: Eigene Darstellung

Welche Gesetzesänderungen sind nötig, um Wasserstoffnetze zu regulieren?

Regelung im EnWG, Anreizregulierung und Erlösobergrenze

Im Vorfeld möglicher rechtlicher Änderungen ist zu klären, welche Bereiche regulatorisch adressiert werden sollen. Unter engen Voraussetzungen unterfällt Wasserstoff als Energieträger bereits heute dem EnWG und den auf diesem Gesetz beruhenden Rechtsverordnungen (vgl. Infobox 1). Diese teilweise Erfassung von Wasserstoff sowie systematische Gründe könnten dafürsprechen, die Regulierung von Wasserstoff im EnWG zu regeln.³¹ Hierfür spricht auch die zeitliche Dimension, da dies kurzfristig und mit wenig Aufwand geschehen könnte. Die wichtigsten Änderungen wären dabei vor allem die Änderung des Begriffs „Erdgas“ zu „Gas“ in den § 3 Nr. 5, 9 und 19 EnWG.

Jedenfalls wenn das EnWG weg vom Erdgasbegriff und hin zu einem gassortenunabhängigen Anwendungsbereich gebracht würde, wäre wohl auch die bestehende Anreizregulierung auf reine Wasserstoffnetze anzuwenden. Ob es sich dann um einheitliche oder getrennte EOG für Betreiber von Wasserstoff- und Erdgasnetzen handelt, ist abhängig von der gewählten Begriffsdefinition im EnWG. Wird eine Definition gewählt, die sortenübergreifend auf Gasnetze abstellt, ohne zwischen verschiedenen Gassorten zu differenzieren, so würde die ARegV zu einer einheitlichen EOG für Gasnetzbetreiber führen, unabhängig davon, ob diese Erdgas- und/oder Wasserstoffnetze betreiben, da beide unter den einheitlichen Gasnetzbegriff fallen würden. Aus § 4 Abs. 1 ARegV ergibt sich, dass die die EOG getrennt nach den einzelnen Energiearten festgelegt wird.³² Diese Auslegung beruht insbesondere auf der im Gesetzgebungsverfahren der ARegV als selbstverständlich hingenommenen Unterscheidung.³³ Dieses subjektiv-teleologische Argument lässt sich aber auch am Wortlaut der Vorschrift fest machen, der von den Gesamterlösen „eines Netzbetreibers“

³¹ So auch Rosin et al., ET 05/2020, 54, 57.

³² Vgl. Hummel, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 106. EGL April 2020, § 4 ARegV Rn. 20.

³³ Vgl. Hummel, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 106. EGL April 2020, § 4 ARegV Rn. 20.

spricht. Diese „Netzbetreiber“ sind aktuell gem. §§ 3 Nr. 27, 2-7, 10 EnWG Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen. Sofern Wasserstoffnetze hingegen ausdrücklich als dritte Netzart neben Strom- und Erdgasnetzen aufgenommen würden, würden nach der ARegV auch getrennte EOG für Wasserstoffnetzbetreiber einerseits und Erdgasnetzbetreiber andererseits berechnet werden. Aus Gründen der Rechtssicherheit wäre eine Klarstellung durch den Gesetzgeber allerdings wünschenswert. Eine explizite Anpassung des Anwendungsbereichs der ARegV ist grundsätzlich nicht notwendig, da deren sachlicher Anwendungsbereich dem des § 21a Abs. 1 EnWG folgt.³⁴ Inhaltlich wäre dennoch zu überprüfen, ob die bestehenden Regelungen im Einzelfall auch sinnvoll auf Wasserstoffnetze übertragbar sind.

Ferner müsste sich der Anwendungsbereich des EnWG (insb. § 3 Nr. 19a EnWG) auch auf Wasserstoff erstrecken, der nicht durch Wasserelektrolyse (sondern beispielsweise aus der Methandampfreformierung oder der Chloralkali-Elektrolyse) erzeugt wurde. Es macht schließlich für die Netzbetreiber keinerlei Unterschied, aus welchen Quellen das von ihnen transportierte Gas im Einzelnen stammt.³⁵ Eine etwaige Förderung grünen Wasserstoffs kann unabhängig hiervon immer noch bspw. über die Netzentgelte erfolgen.

Darüber hinaus bedarf es konkreter gesetzlicher Regelungen für reine Wasserstoffnetze. Insbesondere sollte die bestehende Ungleichbehandlung (siehe Infobox 1) von Verteiler- und Fernleitungsnetzen in Hinblick auf reine Wasserstoffnetze aufgelöst werden.

Alternativ: Wasserstoffinfrastrukturgesetz oder Energiegesetzbuch

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur wird eine kurzfristige Erweiterung des EnWG der Komplexität und stetigen Weiterentwicklung des Themas nicht gerecht, weswegen sie sich für ein einheitliches Wasserstoffinfrastrukturgesetz nebst eigenen Verordnungen ausspricht, um die spezifischen Eigenarten von Wasserstoff zu berücksichtigen.³⁶ Ob die Regulierung von Wasserstoffnetzen im EnWG oder einem anderen Gesetz erfolgt, ist allerdings zweitrangig. Die Diskussion könnte der deutsche Gesetzgeber auch dazu nutzen, das Energierecht, z.B. in einem Energiegesetzbuch, ganzheitlich neu zu strukturieren, insgesamt zu entschlacken und in ein stringentes System zu überführen. Viele mittlerweile überholte Vorschriften könnten dabei gleich mit aktualisiert und vorhandene Widersprüche aufgelöst werden. So könnten auch andere Bereiche wie etwa die Fernwärme geregelt werden, die bisher nur von den allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen des GWB erfasst wird. Ein solches Energiegesetzbuch könnte alle energierechtlichen Vorschriften in einem Gesetzbuch zusammenfassen, einheitlich ausgestalten und insbesondere in verständlicher Weise strukturieren: ähnlich bspw. dem Bürgerlichen Gesetzbuch könnte ein Energiegesetzbuch in einen Allgemeinen und einen Besonderen Teil gegliedert werden. So könnte der Allgemeine Teil chronologisch Regelungen für den Energiesektor entlang der Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch treffen. Darüber hinaus könnte der Besondere Teil entlang der einzelnen Energieträger strukturiert sein und notwendige Spezialregelungen für diese vorsehen.

³⁴ Vgl. *Laubenstein/van Rossum*, in: *Holznagel/Schütz, Anreizregulierungsrecht*, 2. Aufl. 2019, § 1 ARegV, Rn. 4.

³⁵ So auch *BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme*, Juli 2020, S. 82.

³⁶ So auch *BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme*, Juli 2020, S. 83.

Auch die EU-Kommission beschäftigt sich im Rahmen ihrer Wasserstoffstrategie derzeit mit Fragen rund um die Regulierung von Wasserstoffnetzen und möchte entsprechende politische und regulatorische Maßnahmen vorschlagen. Bei allen Optionen ist es wichtig, den deutschen Rechtsrahmen jeweils eng mit dem EU-Recht abzustimmen, um ggf. europarechtlichen Umsetzungsverpflichtungen Deutschlands nachzukommen und Nachkorrekturen zu vermeiden.³⁷

Fazit

Im Rahmen des geplanten Markthochlaufs von Wasserstoff wird derzeit über eine Regulierung von Wasserstoffnetzen diskutiert. Gegenwärtig wird Wasserstoff sowohl auf deutscher als auch auf EU-Ebene nur lückenhaft von der Regulierung erfasst, weshalb für Investoren erhebliche Planungsunsicherheit besteht. Um den angestrebten Aufbau einer Wasserstoffökonomie zu fördern, sollte sich die Politik dazu bekennen, ob und wenn ja, in welchem Umfang Wasserstoffnetze reguliert werden. Der vorliegende Policy Brief diskutiert diese Frage unter ökonomischen und rechtlichen Gesichtspunkten. Er stellt fest, dass es auf die Frage, ob Wasserstoffnetze reguliert werden sollten, keine eindeutige Antwort gibt. Stattdessen kann die Regulierung von Wasserstoffnetzen auf der einen Seite möglichem Marktmachtmissbrauch vorbeugen und die Koordination von Angebot und Nachfrage vereinfachen, den Netzaufbau aber auf der anderen Seite durch die inhärenten Kosten und Ineffizienzen der Regulierung hemmen. Wenn sich die Politik für eine weitergehende Regulierung entscheidet, muss sie zudem - unabhängig von der EU-rechtlichen Zulässigkeit - abwägen, ob sie die Aufgabe den FNBs übertragen möchte. Für einen Betrieb durch die gegenwärtigen FNBs spricht, dass diese grundsätzlich den Anreiz hätten, bestehende Pipelines effizient in ein aufzubauendes Wasserstoffnetz zu integrieren. Beim andernfalls erforderlichen Herauslösen von Leitungen aus der Vermögensbasis der FNBs würden Ineffizienzen drohen, die den Aufbau hemmen könnten. Zudem bliebe die Möglichkeit ungenutzt, die Koordination des Netzaufbaus durch den Aufbau eines übergeordneten Wasserstoffnetzbetreibers zu vereinfachen. Würden FNBs den Aufbau übernehmen, stellt sich die Frage, ob eine gemeinsame oder getrennte EOG eingeführt werden sollte. Eine gemeinsame EOG für Erdgas- und Wasserstoffnetze anzuwenden, würde durch die zunächst niedrigeren Netzentgelte den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft fördern, würde aber auf der anderen Seite Ineffizienzen erzeugen und die Kosten der Förderung von Wasserstoff möglicherweise ungerecht verteilen. Zudem könnte sich auch hier ein Konflikt mit dem EU-Recht ergeben. Für die deutsche Politik gilt es, diese Vor- und Nachteile bei der Entscheidung über die Regulierung gegeneinander abzuwägen und die rechtliche Einbettung in den existierenden gesetzlichen Rahmen zu bestimmen. Ob sie dabei eine Änderung des EnWG, ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz oder möglicherweise sogar ein neu zu schaffendes Energiegesetzbuch anstreben sollte, wird sich vorrangig an der beabsichtigten zeitlichen Dimension orientieren. Dabei muss sie den EU-rechtlichen Rahmen im Blick behalten und notfalls auch hier auf eine Änderung dringen.

³⁷ siehe Kommission, Mitteilung v. 8.7.2020, COM (2020) 301 final.