

RdE Recht der Energiewirtschaft

Herausgeber:

Prof. Dr. Jürgen F. Baur
Prof. Dr. Matthias Schmidt-Preuß
Markus Moraing (Schriftleitung)

Wissenschaftlicher Beirat

Dr. Achim-Rüdiger Börner
Prof. Dr. Joachim Bornkamm
Prof. Dr. Ulrich Büdenbender
Prof. Dr. Martin Burgi
Prof. Dr. Thomas v. Danwitz
Dr. Ludger Diestelmeier
Peter Franke
Andrees Gentsch
Helmut Herdt
Prof. Dr. Jörg Gundel
Dr. Walter Hohlefelder
Johannes Kindler
Dr. Wolfgang Kirchhoff
Prof. Dr. Michael Klopfer
Dr. Oliver Koch
Prof. Dr. Torsten Körber
Dr. Bernd Kunth
Wiegand Laubenstein
Prof. Dr. Markus Ludwigs
Prof. Dr. Kurt Markert
Dr. Andreas Metzenthin
Prof. Dr. Jochen Mohr
Andreas Mundt
Birgit Ortlieb
Prof. Dr. Johann-Christian Pielow
Dr. Kai Uwe Pritzsche
Andreas Röhling
Prof. Dr. Dr. Dres. h.c. Franz J. Säcker
Prof. Dr. Dr. Peter Salje
Michaela Schmidt-Schlaeger
Dr. Boris Scholtka
Prof. Dr. Stefan Simon
Prof. Dr. Dres. h.c. Klaus Stern
Prof. Dr. Hartmut Weyer

Prof. Dr. Michael Lippert

Auswirkungen des COVID-19-Pandemie-Gesetzes für die Energielieferanten von Strom und Gas – Von der behinderten privaten Versorgungspflicht zur aktivierten staatlichen Gewährleistungsverantwortung für die Energieversorgung

Dr. Christian Hampel/Dr. Sandra Flemming/Dr. Christian Ertel

Herstellung von Wasserstoff nach der EEG-Novelle 2021 – Begrenzung der EEG-, KWKG- und Offshore-Netzzumlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung

Dr. Max Baumgart/Dr. Simon Schulte/Felix Berger/Dominic Lencz/Felix Mansius/David Schlund

Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze – Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs

BGH

Beschl. v. 01.09.2020 – EnVR 7/19
Zu Kapazitätsbeschränkungen durch einen Übertragungsnetzbetreiber (Baltic Cable AB II)

OLG Düsseldorf

Beschl. v. 01.04.2020 – VI-3 Kart 779/19 (V)
Zur Erzwingung des Abschlusses einer individuellen Netzentgeltvereinbarung

OLG Düsseldorf

Beschl. v. 28.10.2020 – VI-3 Kart 842/19 (V)
Zur Verpflichtung der Netzbetreiber, eine Buchungsmöglichkeit für Netzreservekapazität anzubieten

OLG Düsseldorf

Beschl. v. 18.11.2020 – VI-3 Kart 843/19 (V)
Zum Begriff des »Aufwands für Fremdkapitalzinsen« in § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV

OLG Düsseldorf

Beschl. v. 13.01.2021 – VI-3 Kart 838/19 (V)
Zur Ermittlung der Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen

Recht der Energiewirtschaft

HERAUSGEBER

PROF. DR. JÜRGEN F. BAUR
Universität zu Köln

PROF. DR. MATTHIAS SCHMIDT-PREUß
Universität Bonn

MARKUS MORAING (SCHRIFTFLEITUNG)
Rechtsanwalt, Köln

WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT

- DR. ACHIM-RÜDIGER BÖRNER,
Rechtsanwalt, Köln
- PROF. DR. JOACHIM BORNKAMM,
Vors. Richter am BGH, Karlsruhe
- PROF. DR. ULRICH BÜDENBENDER,
Rechtsanwalt, Rosin Büdenbender Rechtsanwaltsoges. mbH, Essen
- PROF. DR. MARTIN BURGI,
Universität München
- PROF. DR. THOMAS V. DANWITZ,
Richter am Europäischen Gerichtshof
- DR. LUDGER DIESTELMEIER,
Vorstandsvorsitzender der Evonik Stiftung, Essen
- PETER FRANKE,
Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Bonn
- ANDREES GENTZSCH,
Mitglied der Geschäftsführung, BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin
- PROF. DR. JÖRG GUNDEL,
Universität Bayreuth
- HELMUT HERDT,
Geschäftsführer, Städtische Werke Magdeburg
- DR. WALTER HOHLEFELDER,
chem. Vorstandsmitglied, E.ON-Energie AG, München
- JOHANNES KINDLER,
Rechtsanwalt, Bird & Bird LLP, Düsseldorf
- DR. WOLFGANG KIRCHHOFF,
Richter am BGH, Karlsruhe
- PROF. DR. MICHAEL KLOEFFER,
Humboldt-Universität Berlin
- DR. OLIVER KOCH,
Head of Unit, Europäische Kommission, Brüssel
- PROF. DR. TORSTEN KÖRBER,
Universität zu Köln
- DR. BERND KUNTH,
Rechtsanwalt, Freshfields Bruckhaus Deringer, Düsseldorf
- WIEGAND LAUBENSTEIN,
Rechtsanwalt (VROLG a.D.), Rosin Büdenbender Rechtsanwaltsoges.
mbH, Essen
- PROF. DR. MARKUS LUDWIGS,
Universität Würzburg
- PROF. DR. KURT MARKERT,
Freie Universität Berlin
- DR. ANDREAS METZENTHIN,
Chefsyndicus, Vattenfall Europe AG, Berlin
- PROF. DR. JOCHEN MOHR,
Universität Leipzig
- ANDREAS MUNDT,
Präsident des Bundeskartellamtes, Bonn
- DR. BIRGIT ORTLIEB,
Rechtsanwältin, Director Government Affairs,
Dow Deutschland Inc.
- PROF. DR. JOHANN-CHRISTIAN PIELOW,
Ruhr-Universität Bochum
- DR. KAI UWE PRITZSCHE,
Rechtsanwalt, Berlin
- ANDREAS RÖHLING,
Rechtsanwalt, Freshfields Bruckhaus Deringer, Köln
- PROF. DR. DR. DRES. H.C. FRANZ J. SÄCKER,
Freie Universität Berlin
- PROF. DR. DR. PETER SALJE,
Universität Hannover
- MICHAELA SCHMIDT-SCHLAEGER,
LDEW Landesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Hessen/Rheinland-Pfalz
- DR. BORIS SCHOLTKA,
EY Law, Berlin
- PROF. DR. STEFAN SIMON,
Mitglied des Vorstands der Deutsche Bank AG, Frankfurt a.M.
- PROF. DR. DRES. H.C. KLAUS STERN,
Universität zu Köln
- PROF. DR. HARTMUT WEYER,
Technische Universität Clausthal

ISSN 0944-128 X

Einsendungen

Sämtliche Einsendungen werden an die Redaktion des Carl Heymanns Verlags, Wolters-Kluwer-Straße 1, 50354 Hürth, Telefon: (02233) 37 60-71 90, Telefax: (02233) 37 60-71 71 90, E-Mail: rde@heymanns.com erbeten.

Manuskripte und Entscheidungen, die unaufgefordert eingereicht werden, ist Rückporto beizufügen, wenn sie für den Fall der Nichtannahme zurückerwartet werden. Für Manuskripte, die unaufgefordert eingesandt werden, wird keine Haftung übernommen. Beiträge werden nur zur Alleinveröffentlichung angenommen. Die Annahme der Veröffentlichung muss schriftlich erfolgen. Mit der Annahme erwirbt der Verlag vom Verfasser alle Rechte zur Veröffentlichung. Eingeschlossen sind insbesondere die Rechte zu elektronischen Publikationen der Beiträge in Datenbanken (online oder offline) oder Dokumentationssystemen ähnlicher Art und die Rechte, Beiträge zu gewerblichen Zwecken im Wege fotomechanischer oder anderer Verfahren zu vervielfältigen.

Verlag

Wolters Kluwer Deutschland GmbH, Carl Heymanns Verlag, Wolters-Kluwer-Straße 1, 50354 Hürth, Telefon: (02233) 37 60-0, Telefax: (02233) 37 60-72 01, <http://www.carl-heymanns.de>. Kundenservice: Telefon (0 26 31) 8 01-22 22, E-Mail: info-wkd@wolterskluwer.com

Nachdruck und Vervielfältigung

Nachdrucke, auch auszugsweise, sowie fotomechanische Vervielfältigungen, auch von Teilen dieses Heftes, gleichgültig, in welcher Anzahl, auch für innerbetrieblichen Gebrauch, und die Einspeicherung und Ausgabe des Inhaltes dieses Heftes in Datenbanken oder ähnlichen Einrichtungen sind nicht gestattet. Die vorbehaltenen Rechte erstrecken sich auch auf die veröffentlichten Gerichtsentscheidungen und ihre Leitsätze; sie sind vom Einsender oder von der Schriftleitung bearbeitet oder redigiert. Der Rechtsschutz gilt auch gegenüber Datenbanken oder ähnlichen Einrichtungen. Sie bedürfen zur Auswertung ausdrücklicher Einwilligung des Verlages.

Bezugsbedingungen

Die Zeitschrift **Recht der Energiewirtschaft** erscheint zwölfmal im Jahr. Jahrespreis € 369,00 zzgl. Versandkosten (€ 23,40 Inland/€ 38,40 Ausland). Einzelhefte € 40,00 zzgl. Versandkosten je nach Heftumfang. Preise inkl. MwSt. Aufkündigung des Bezugs mit Sechswochenfrist zum Jahresende.

Anzeigen

Anzeigenverkauf: Janosch Kleibrink, Telefon (02233) 37 60-77 19, E-Mail: Janosch.Kleibrink@wolterskluwer.com

Anzeigen disposition: Karin Odening, Telefon (02233) 37 60-77 60, E-Mail: anzeigen@wolterskluwer.com

Die Anzeigen werden nach der Preisliste Nr. 21 vm 1.1.2021 berechnet.

RdE – Recht der Energiewirtschaft

Heft 3/2021

A. Beiträge

<i>Lippert</i>	Auswirkungen des COVID-19-Pandemie-Gesetzes für die Energielieferanten von Strom und Gas – Von der behinderten privaten Versorgungspflicht zur aktivierten staatlichen Gewährleistungsverantwortung für die Energieversorgung	117
<i>Hampell/Flemming/ Ertel</i>	Herstellung von Wasserstoff nach der EEG-Novelle 2021 – Begrenzung der EEG-, KWKG- und Offshore-Netzzumlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung	125
<i>Baumgart/Schulte/ Berger/Lencz/ Mansius/Schlund</i>	Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze – Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs	135

B. Rechtsprechung

<i>BGH</i>	Beschl. v. 01.09.2020 – EnVR 7/19 Zu Kapazitätsbeschränkungen durch einen Übertragungsnetzbetreiber (Baltic Cable AB II)	141
<i>OLG Düsseldorf</i>	Beschl. v. 01.04.2020 – VI-3 Kart 779/19 (V) Zur Erzwingung des Abschlusses einer individuellen Netzentgeltvereinbarung	146
<i>OLG Düsseldorf</i>	Beschl. v. 28.10.2020 – VI-3 Kart 842/19 (V) Zur Verpflichtung der Netzbetreiber, eine Buchungsmöglichkeit für Netzreservekapazität anzubieten	152
<i>OLG Düsseldorf</i>	Beschl. v. 18.11.2020 – VI-3 Kart 843/19 (V) Zum Begriff des »Aufwands für Fremdkapitalzinsen« in § 6 Abs. 3 S. 2 ARegV	159
<i>OLG Düsseldorf</i>	Beschl. v. 13.01.2021 – VI-3 Kart 838/19 (V) Zur Ermittlung der Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen	168

eine bestimmte Stromkostenintensität keine Rolle und somit bedarf es keines EEG-Testats, (3) die Antragstellung kann neben selbständigen auch durch nichtselbständige Unternehmensteile erfolgen, (4) neu gegründete Unternehmen können den Antrag auf der Basis von Prognosedaten stellen, (5) die Begrenzungswirkung kann aufgrund der Möglichkeit eines Antrags auf der Basis von Prognosedaten ohne Zeitverzug unmittelbar mit Inbetriebnahme der Anlage erfolgen und (6) die Begrenzungswirkung tritt ab der 1. kWh Stromverbrauch ein.

Die Beurteilung der neuen Regelungen in §§ 64 Abs. 8, 64a EEG und § 27 KWKG fällt jedoch nicht uneingeschränkt positiv aus. Neben einigen Unklarheiten und möglicherweise auch redaktionellen Versehen führt insb. die Frage der Ausgestaltung des Grünstromerfordernisses zu Unsicherheiten und voraussehbar – jedenfalls zu kurzfristigen – Unwägbarkeiten, die Planung von und Investitionen in Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff beeinträchtigen können. Sowohl für die Begrenzung nach § 64 EEG 2021 als auch nach § 64a EEG 2021 und damit auch nach § 27 KWKG besteht aktuell im Unterschied zu § 69b EEG 2021 (noch) keine Einschränkung auf Grünen Wasserstoff, sodass aktuell auch Graustrommengen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren können. Für die Anwendbarkeit der Begrenzungsmöglichkeiten nach §§ 64, 64a EEG 2021 besteht aber diesbezüglich eine große Unsicherheit. Selbst wenn schon aktuell der Betrieb der Anlage mittels Grünstrom geplant wird, ist noch

nicht absehbar, welche Anforderung an das Vorliegen von Grünstrom gestellt werden. Ob die damit verbundenen Unsicherheiten – gerade auch für die Investitionsplanung – dem schnellen Hochlauf von Kapazitäten für die Erzeugung von Wasserstoff dienlich sind, ist sehr zweifelhaft. Umso wichtiger ist es, dass die entsprechende Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 alsbald erlassen wird.

Darüber hinaus bleibt abzuwarten, welche Anforderungen an den Grünen Wasserstoff durch die Rechtsverordnung insgesamt gestellt werden. In der Verordnungsermächtigung ist vorgesehen, dass die Verordnung inhaltliche, räumliche oder zeitliche Anforderungen regeln kann, um u.a. sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als Grüner Wasserstoff gilt, der glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Wie hoch diese Anforderungen im Einzelnen sein werden, wird für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff eine wesentliche Auswirkung haben. Der Effekt der Begrenzungsregelungen nach §§ 64, 64a EEG 2021 und damit des § 27 KWKG sowie § 17f Abs. 5 EnWG hängt daher auch davon ab, ob und inwieweit der Ordnungsgeber von der Möglichkeit Gebrauch macht, die Anforderungen für Grünen Wasserstoff i.S.d. §§ 64 Abs. 8, 64a EEG 2021 und § 69b EEG 2021 unterschiedlich auszugestalten. Die damit verbundenen Fragen werden wir neben den sonstigen Anwendungsfragen im Zusammenhang mit § 69b EEG 2021 in einem weiteren Beitrag darstellen.

Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze

– Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs –

Von Dr. Max Baumgart/Dr. Simon Schulte/Felix Berger/Dominic Lencz/Felix Mansius/David Schlund¹

Dass Wasserstoff im Rahmen der Energiewende eine zentrale Rolle zukommen wird, ist mittlerweile nahezu unbestritten. Doch der Aufbau einer flächendeckenden Wasserstoffnetzinfrastruktur steht in Deutschland noch ganz am Anfang. Vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs für den Energieträger wird derzeit eine Anpassung des Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze diskutiert, denn Unsicherheiten über den künftigen Regulierungsrahmen behindern Investitionen in Wasserstoffnetze. Aus diesem Grund sollte sich die Politik zeitnah zu einem Regulierungsrahmen bekennen. Dabei kann Regulierung den Markthochlauf fördern, indem sie potenziell Marktmissbrauch vorbeugt. Sie kann den Netzaufbau aber auch durch ihre Kosten und Ineffizienzen hemmen. Ein Aufbau durch Fernleitungsnetzbetreiber würde die effiziente Einbindung bestehender Pipelines vereinfachen, würde aber Koordinationsaufwand und Doppelstrukturen schaffen. Eine gemeinsame Erlösobergrenze könnte den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft fördern. Neben diesen ökonomischen Aspekten werden auch rechtliche Fragestellungen relevant. Insbesondere ist die Zulässigkeit des Betriebs durch die Fernleitungsnetzbetreiber sowie eine gemeinsame Erlösobergrenze unter dem aktuellen EU-rechtlichen

Regulierungsrahmen fraglich. Auf nationaler Ebene könnte die Regulierung durch Anpassungen im EnWG, durch ein eigenes Gesetz oder im Rahmen einer vollständigen Novellierung des Energierechts erfolgen. Auf europäischer Ebene arbeitet die EU-Kommission ebenfalls an einer Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bei allen vorgeschlagenen Optionen ist es daher wichtig, die nationalen Reformbestrebungen eng mit dem EU-Recht abzustimmen.

¹ Die Autoren *Baumgart*, *Berger* und *Mansius* sind Wissenschaftliche Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaftsrecht der Universität zu Köln (EWIR) unter der Leitung von Prof. Dr. *Torsten Körber*, LL.M. (Berkeley). Der Autor *Schulte* ist Manager und Leiter Gasmärkte, die Autoren *Lencz* und *Schlund* Research Associates am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) unter der Leitung von *Annette Becker*, Prof. Dr. *Marc Oliver Bettzüge* und Prof. Dr. *Wolfgang Ketter*. Der vorliegende Beitrag beruht auf dem gleichnamigen, von den beiden Instituten im November 2020 online veröffentlichten Policy Brief. Die Autoren weisen auf den im Nachgang zur Einreichung dieses Artikels in dieser Zeitschrift erschienenen Beitrag von *Sieberg/Cesariano*, RdE 2020, 230, hin.

I. Einleitung

1. Hintergrund

Für den Markthochlauf von Wasserstoff strebt die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie den Aufbau eines Wasserstoffnetzes an.² 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, d.h. von durch Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff, wobei der für die Elektrolyse genutzte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen stammt, überwiegend unwirtschaftlich. Die Vorstellungen zum zukünftigen Netz reichen von einzelnen, lokalen Inselnetzen bis hin zu einem flächendeckenden und tiefgreifend vermaschten Netz, analog zum heutigen Erdgasnetz.³ Diese Unsicherheiten machen Investitionen in Wasserstoffnetze derzeit risikoreich.

Zudem wird aktuell diskutiert, ob und wie Wasserstoffnetze in Zukunft reguliert werden. Investoren fehlt 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 werden. Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die bereits konkrete Pläne für den Aufbau reiner Wasserstoffnetze ausgearbeitet haben,⁴ dürfen diese aktuell nicht umsetzen, denn die gegenwärtige Regulierung lässt dies aller Voraussicht nach nicht zu. Um den angestrebten Aufbau einer Wasserstoffökonomie zu fördern, sollte sich die deutsche Politik daher frühzeitig 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, in der vorliegenden, interdisziplinären Studie diskutierten Fragen zu beantworten: Was spricht für bzw. gegen eine Regulierung von Wasserstoffnetzen? (Abschnitt II.) Sollten FNB die Wasserstoffnetze aufbauen und betreiben? (Abschnitt III.) Was wären die Vor- und Nachteile einer gemeinsamen Erlösobergrenze? (Abschnitt IV.) Welche Gesetzesänderungen wären nötig, um Wasserstoffnetze sachgerecht zu regulieren? (Abschnitt V.) Die Ausarbeitung beschränkt sich auf die aus der Sicht der Autoren relevantesten Vor- und Nachteile und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Eine abschließende Handlungsempfehlung wird explizit nicht getroffen.

2. 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 und damit vom Anwendungsbereich des EnWG erfasst: Entweder unmittelbar

über § 3 Nr. 19a EnWG, wenn der Wasserstoff durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und 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.⁵ Ferner kann Wasserstoff als »Biogas« der Regulierung des EnWG unterfallen. Das ist gem. § 3 Nr. 10c EnWG der Fall bei Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen⁶ stammt.⁷ Unklar ist dabei noch das Merkmal »weit überwiegend«. Ausweislich der Gesetzesbegründung des EnWG ist dieses erfüllt bei mindestens 80 % EE-Anteil.⁸ Konkrete gesetzliche Regelungen oder praktische Erfahrungswerte fehlen aber bislang. Auf der europäischen Ebene steht die Erdgasbinnenmarktrichtlinie⁹ im Zentrum einer möglichen Regulierung. Auch die Erdgasbinnenmarktrichtlinie 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 Erdgas-

2 Vgl. BMWi, Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (Stand: 4.1.2021), S. 7.

3 Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand: 4.1.2021), S. 59.

4 Für 2030 planen die FNB im Netzentwicklungsplan in der »Grün-gasvariante« ein 1.236 km langes Wasserstoffnetz, vgl. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Entwurf, Juli 2020, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Stand: 4.1.2021).

5 Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 25 f.

6 Im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (konsolidierte Fassung).

7 Vgl. auch *Held/Nobl/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, abrufbar unter https://www.die-bbh-gruppe.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/Studien/BBHGutachten_Regulierung_Wasserstoff_dt.pdf (Stand: 4.1.2021), S. 9 f.; *Brodowski/Friebe*, RdE 2020, 167 (168).

8 Vgl. BT-Drucks. 17/6072, S. 50.

9 Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 17.4.2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (konsolidierte Fassung).

netz einzuspeisen und durch das Netz zu transportieren (Art. 1 Abs. 1). Dies wird durch Erwägungsgrund 41 der Richtlinie untermauert.¹⁰ Damit sind reine Wasserstoffnetze wohl auch vom europäischen Rechtsrahmen derzeit noch nicht erfasst.¹¹

3. 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 wasser-elektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, gilt sowohl eine Stromnetzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG als auch die Einspeiseentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG. Weitere Privilegierungen folgen für regenerativ hergestellten Wasserstoff aus der Gasnetz-zugangsverordnung (GasNZV) und der Gasnetzentgeltver-ordnung (GasNEV).¹² 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 bis 10e EnWG verpflichtet, etwa wenn diese neben einem Wasserstoffverteilernetz auch eine Wasserstoff-erzeugungsanlage betreiben wollen.

4. Ungleichbehandlung von Verteil- und Fernnetz- betreibern

Das zusätzliche Merkmal der »Einspeisung« fehlt beim Biogasbegriff. Folglich werden reine Biogas-Wasserstoffnetze 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.¹³

5. Analoge Anwendung bisheriger Regelungen zwei- felhaft

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.¹⁴

II. Vor- und Nachteile einer Regulierung von Wasser- stoffnetzen

Zu Beginn sollte die deutsche Politik die Frage beantwor-ten, 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 Markt-macht ausgeübt werden kann. Ein natürliches Monopol entsteht durch subadditive Kostenstruktur, wenn bei Vorliegen nur einer Struktur ein Gut – etwa im hier dis-kutierten Fall einer Netzinfrastruktur nur für Wasserstoff

– günstiger bereitgestellt werden kann als bei Vorliegen mehrerer gleichartiger Strukturen. 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 Markt-macht 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 Wertschöp-fungsstufen auszuüben oder Marktteilnehmer zu diskri-minieren. 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. Ob reine Wasserstoffnetze tat-sächlich als natürliche Monopole angesehen werden könn-en, bedarf allerdings noch einer vertieften, insbesondere auch quantitativen Prüfung.¹⁵ Gegenwärtig stehen die Be-treiber der Netze einer kleinen Anzahl an Nachfragern gegenüber, welche somit auch eine erhebliche Markt-macht gegenüber dem Netzbetreiber besitzen (z.B. durch Androhung, in andere Chemie-Cluster zu wechseln).¹⁶ Diese gegenseitige Abhängigkeit verhindert gegenwärtig den Missbrauch von Marktmacht.

1. Regulierung könnte potenziellem Markt-macht- missbrauch vorbeugen

Nimmt im Zuge des Hochlaufs einer Wasserstoffwirt-schaft die Anzahl der angeschlossenen Nachfrager und Anbieter zu, steigt die Wahrscheinlichkeit eines Markt-machtmissbrauchs durch den Netzbetreiber.¹⁷ Eine früh-zeitige Entgelt- und Zugangsregulierung würde einem möglichen Markt-machtmissbrauch durch Wasserstoff-netzbetreiber vorbeugen und somit daraus entstehende Wohlfahrtsverluste verhindern. Dies könnte das »Hen-ne-Ei-Problem« aus zwei Gründen vereinfachen und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft fördern. Ers-tens würde der garantierte Zugang zum Wasserstoffnetz (z.B. durch Netzanschlussverpflichtungen des Wasser-stoffnetzbetreibers) die Planungssicherheit für Anbieter

¹⁰ So auch *Rosin et al.*, et 5/2020, 54 (55).

¹¹ So wohl auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Be-standsaufnahme, Juli 2020, S. 25.

¹² *Brodowski/Friebe*, RdE 2020, 167 (170). Dazu gehören Begünsti-gungen bei den Netzanschlusskosten oder beim Netzzugang, vgl. § 20a GasNEV, §§ 31 ff. GasNZV; insb. aber auch die vorrangige Einspeisung gem. § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV, vgl. *Buchmüller/Wilms/Kalis*, ZNER 2019, 194 (200).

¹³ So auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Be-standsaufnahme, Juli 2020, S. 25 ff.; hingegen für eine weitge-hende Gleichbehandlung der unterschiedlichen Gassorten schon nach der aktuellen Rechtslage vgl. *Rosin et al.*, et 5/2020, 54 ff.

¹⁴ So auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Be-standsaufnahme, Juli 2020, S. 82.

¹⁵ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnah-me, Juli 2020, S. 62.

¹⁶ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsauf-nahme, Juli 2020, S. 65.

¹⁷ Vgl. BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsauf-nahme, Juli 2020, S. 65 f.

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.

2. 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.

3. 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 Personal-, 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.¹⁸ Diese Kosten müssten von den Netznutzern sowie den Steuerzahlern getragen werden.

4. Regulierung würde Ineffizienzen verursachen

Neben den Kosten könnte eine weitreichende Regulierung Ineffizienzen hervorrufen, die konkret von der Ausgestaltung der Regulierung abhängen würden. Bspw. 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.¹⁹ 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 Energiewirtschaft).²⁰ 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.²¹ Diese durch eine Regulierung induzierten In-

effizienzen würden den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes potenziell hemmen.²²

III. Vor- und Nachteile von Aufbau und Betrieb der Wasserstoffnetze durch Fernleitungsnetzbetreiber

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

1. Aufbau durch Fernleitungsnetzbetreiber vereinfacht effiziente Integration bestehender Pipelines

Ein zentraler Bestandteil des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur ist die Umwidmung bestehender Erdgastransportleitungen. Teile der bestehenden Infrastruktur werden zukünftig nicht zwingend für den Erdgastransport benötigt und können daher kostengünstig auf Wasserstoff umgerüstet werden (rund 60–85 % günstiger als Neubau).²³ Diese Infrastruktur wird gegenwärtig von FNB betrieben. Wäre geplant, dass ein eigenständiger WNB (oder ein nicht-reguliertes Unternehmen) den Aufbau übernimmt, wäre es erforderlich, Pipelines aus dem Eigentum des FNB 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 FNB anreizen, Pipelines zum adäquaten²⁴ Preis zu verkaufen. Zurzeit haben FNB für das Herauslösen nämlich keinen Anreiz, da eine kleinere Kostenbasis geringere mögliche Erlöse impliziert. Wenn diese Problematik nicht vollständig aufgelöst wird, würden FNB Pipelines tendenziell nicht verkaufen, sodass

18 Vgl. *Joskow/Rose*, The effects of economic regulation, in: Schmalensee/Willig, Handbook of industrial organization, Bd. 2, 1989, 1449 (1454 f.).

19 Vgl. *Averch/Johnson*, Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. In: American Economic Review 1962, S. 1052 (1052 ff.).

20 Vgl. *Strüker et al.*, Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft. Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell, 2019, abrufbar unter [https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/digitale-echtzeit-energiewirtschaft-bausteine-fuer-ein-marktwirtschaftliches-zielmodell-de/\\$file/Leitstudie%20European%20Energy%20Lab%202030.pdf](https://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/digitale-echtzeit-energiewirtschaft-bausteine-fuer-ein-marktwirtschaftliches-zielmodell-de/$file/Leitstudie%20European%20Energy%20Lab%202030.pdf) (Stand: 4.1.2021), S. 38 f.

21 Vgl. *Haug/Wieshammer*, emw 4/2020, 34 (36).

22 Vgl. *Joskow/Rose*, The effects of economic regulation, in: Schmalensee/Willig, Handbook of industrial organization, Bd. 2, 1989, 1449 (1454 f.).

23 Vgl. *Cerniauskas et al.*, International Journal of Hydrogen Energy 2020, 12095 (12101); *Adam et al.*, Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis, 2020, abrufbar unter <https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/wasserstoff/whitepaper-h2-infrastruktur.pdf> (Stand: 4.1.2021), S. 4.

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

die bestehende Infrastruktur nicht effizient für den Wasserstoffnetzaufbau genutzt würde.²⁵ Übernehmen FNB, 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.

2. Vielzahl der Fernleitungsnetzbetreiber würde Doppelstrukturen erfordern

In Deutschland gibt es gegenwärtig 16 FNB. Beim Aufbau des Wasserstoffnetzes müssten alle FNB, die Wasserstoffnetze betreiben, entsprechende Abteilungen aufbauen. Zudem müssten die FNB 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.

3. Erdgasbinnenmarktrichtlinie könnte der Aufgabenzuweisung entgegenstehen

Nach jetzigem Stand steht es dem deutschen Gesetzgeber möglicherweise nicht frei, den FNB 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 Buchst. 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.²⁶ Allerdings erfasst die Erdgasbinnenmarktrichtlinie reine Wasserstoffnetze gerade nicht. 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 bezieht.²⁷ Um diesbezüglich Rechtssicherheit zu schaffen, sollte Deutschland auf den europäischen Gesetzgeber einwirken, um eine Klarstellung zu erzielen.

IV. Vor- und Nachteile einer gemeinsamen Erlösobergrenze

Falls FNB 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,²⁸ d.h. auch für Gasnetzbetreiber.

1. Gemeinsame Erlösobergrenze würde Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft fördern

Würde für Erdgas und Wasserstoff eine gemeinsame EOG eingeführt, könnten anfänglich hohe Wasserstoffnetzent-

gelte 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.

2. 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.

3. Gemeinsame Erlösobergrenze wäre wohl nicht mit EU-Recht vereinbar

Gegen die Einführung einer einheitlichen EOG sprechen Bedenken hinsichtlich europarechtlicher Vorgaben.²⁹ Der Networkcode Tariff (NC TAR)³⁰ ist einerseits zurzeit nur anwendbar auf Erdgasnetze und sieht ferner in Art. 7 Buchst. 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.³¹

25 FNB 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.

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

27 *Held/Nobl/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.

28 Der Anwendungsbereich im Detail folgt aus den §§ 21a Abs. 1, 21 Abs. 2 S. 1 EnWG, vgl. auch *Laubenstein/van Rossum*, in: *Holznapel/Schütz, Anreizregulierungsrecht*, 2. Aufl. 2019, § 1 ARegV, Rn. 4.

29 Vgl. auch BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 77.

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

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

V. Notwendige Gesetzesänderungen zur sachgerechten Regulierung von Wasserstoffnetzen

1. 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. Diese teilweise Erfassung von Wasserstoff sowie systematische Gründe könnten dafürsprechen, die Regulierung von Wasserstoff im EnWG zu regeln.³² 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 EOG getrennt nach den einzelnen Energiearten festgelegt wird.³³ Diese Auslegung beruht insbesondere auf der im Gesetzgebungsverfahren der ARegV als selbstverständlich hingenommenen Unterscheidung.³⁴ Dieses subjektiv-teleologische Argument lässt sich aber auch am Wortlaut der Vorschrift fest machen, der von den Gesamterlösen »eines Netzbetreibers« 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.³⁵ 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 bspw. 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.³⁶ 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 von Verteiler- und Fernleitungsnetzen in Hinblick auf reine Wasserstoffnetze aufgelöst werden.

2. 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.³⁷ 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.

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 Umsetzungsver-

32 So auch *Rosin et al.*, et 5/2020, 54, 57.

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

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

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

36 So auch BNetzA, *Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme*, Juli 2020, S. 82.

37 So auch BNetzA, *Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme*, Juli 2020, S. 83.

pflichtungen Deutschlands nachzukommen und Nachkorrekturen zu vermeiden.³⁸

VI. Fazit

Angesichts 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 Artikel 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 Marktmissbrauch 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 FNB übertragen möchte. Für einen Betrieb durch die gegenwärtigen FNB 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 FNB 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 FNB 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 Änderungen dringen.

38 Siehe Kommission, Mitteilung v. 8.7.2020, COM (2020) 301 final, abrufbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf (Stand: 4.1.2021).

Rechtsprechung

Zu Kapazitätsbeschränkungen durch einen Übertragungsnetzbetreiber (Baltic Cable AB II)

EnWG §§ 13 Abs. 1, 31

1. Der Einordnung einer Maßnahme als marktbezogen i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG steht nicht entgegen, dass der Netznutzer mit dem Übertragungsnetzbetreiber keinen finanziellen Ausgleich für die Maßnahme vereinbart hat.

2. Die Bundesnetzagentur prüft im besonderen Missbrauchsverfahren nach § 31 EnWG nicht, ob ein Schadensersatzanspruch gegen denjenigen besteht, der sich missbräuchlich i.S.d. § 31 Abs. 1 Satz 2 EnWG verhält.

BGH, Beschl. v. 01.09.2020 – EnVR 7/19 – OLG Düsseldorf (Baltic Cable AB II)

Aus den Gründen:

[1] A. Die Antragstellerin betreibt die in der Ostsee verlegte, als Baltik-Kabel (Baltic Cable) bezeichnete Gleichstrom-Verbindungsleitung mit einer Kapazität von 600 Megawatt zwischen Deutschland und Schweden. Das Kabel ist auf deutscher Seite in Lübeck-Herren-

wyk sowohl an das Übertragungsnetz der Antragsgegnerin als auch an das 110 Kilovolt-Netz der S AG angeschlossen. Auf schwedischer Seite ist das Baltic Cable an das Höchstspannungsnetz der S AB angeschlossen. Regelungen zu Errichtung, Betrieb, technischen Anforderungen, Kapazitätsbeschränkungen und Gebühren des Anschlusses der Verbindungsleitung an das Netz der Antragsgegnerin haben die Antragstellerin und die Rechtsvorgängerin der Antragsgegnerin in einem Netzanschlussvertrag (Connection Agreement) vom 12.06.1995 geregelt.

[2] Die Antragstellerin erzielt aus der Vermarktung der grenzüberschreitenden Kapazität des Kabels Erlöse in Höhe des Preisunterschieds zwischen dem schwedischen und dem deutschen Strompreis.

[3] Die Antragsgegnerin hat in der Vergangenheit mehrfach die Kapazität an der Übergabestelle zwischen dem Baltic Cable und ihrem Netz beschränkt, um Netzengpässe in der eigenen Regelzone aufzulösen. Die Antragstellerin hat hierdurch Einnahmeverluste erlitten, da sie die Kapazität des Kabels nicht voll vermarkten konnte, und es sind ihr Kosten entstanden, wenn sie Gegengeschäfte tätigen musste, falls sie die Kapazität bereits vermarktet hatte.

[4] Die Antragstellerin hat am 28.08.2014 bei der Bundesnetzagentur die Eröffnung eines besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 EnWG beantragt. Sie ist der Ansicht, die Beschränkung der Kapazität an der Übergabestelle zwischen dem Baltic Cable und dem Netz der Antragsgegnerin sei missbräuchlich. Die Antragsgegnerin müsse vorrangig Maßnahmen ergreifen, deren Kosten sie selbst oder ihre Kunden in dem vom Engpass betroffenen Netzgebiet zu tragen hätten.