

Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft

Im Auftrag des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft (ESYS)“

12.07.2021

erstellt von
Burkhard Hoffmann
Dr. Anna Halbig
Julian Senders
Jana Viktoria Nysten, LL.M.
Oliver Antoni, LL.M.
Thorsten Müller

II Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

Zitiervorschlag:

**Hoffmann/Halbig/Senders/Nysten/Antoni/Müller ,
Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?,
12.07.2021.**

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

**Gutachten im Auftrag des Akademienprojekts
„Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) „Auf dem Weg
zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?“**

**Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben
wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bil-
dung und Forschung unter dem Förderkennzeichen
03EDZ2016 gefördert. Die Verantwortung für den In-
halt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor*in-
nen.**

**Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg**

Telefon
+49 931 794077-0

Telefax
+49 931 7940 77-29

E-Mail
**hoffmann@stiftung-umweltenergierecht.de
antoni@stiftung-umweltenergierecht.de**

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat
**Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz
Prof. Dr. Franz Reimer
Prof. Dr. Monika Böhm**

Spendenkonto
**Sparkasse Mainfranken Würzburg
IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83
BIC: BYLADEM1SWU**

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
A. Einführung	2
B. Politische Strategien und rechtliche Steuerung des Markthochlaufs zur Förderung der grünen Wasserstoffwirtschaft	4
I. Politische Wasserstoffstrategien	4
II. Rechtliche Steuerung des Markthochlaufs	5
C. Rechtsrahmen der grünen Wasserstoffwirtschaft	7
I. Rechtliche Anforderung an grünen Wasserstoff	7
1. Nationale Regelungen	7
a) Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes für den Gasnetzzugang	7
b) Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und der Erneuerbare-Energien-Verordnung zur EEG-Umlagenbefreiung der Elektrolyse	8
2. Europäische Vorgaben und Regelungen	11
a) Politische Vorgaben in der Europäischen Wasserstoffstrategie	11
b) Regelungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	11
c) Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL	11
II. Nutzung von grünem Wasserstoff	13
1. Grundsätzliche Steuerungsmöglichkeiten für die Nutzung	13
2. Sektorenunspezifische Regelungen im Energiesteuerrecht für die Nutzung	14
3. Sektoren Industrie und Energiewirtschaft	15
a) Sektorenübergreifende Regelungen für Industrie und Energiewirtschaft	15
b) Regelungen für die Industrie	15
aa) Staatliche Beihilfen für die Wasserstoffnutzung (und -erzeugung)	15
bb) Carbon Contracts for Difference	16
cc) Carbon Border Adjustment Mechanism	16
c) Regelungen für die Energiewirtschaft	17
4. Sektoren Verkehr und Wärme	17
a) Sektorenübergreifende Regelungen für Verkehr und Wärme	17
b) Regelungen für den Verkehr	18
aa) Besteuerung von Wasserstoff	18

IV Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

bb)	_____	Anrechenbarkeit auf die Treibhausgasminderungsquote _____	18
cc)	Clean Vehicle Directive _____		19
dd)	Förderprogramme _____		20
c)	Noch keine Regelungen für Wärme _____		20
III. Erzeugung von grünem Wasserstoff _____			20
1. Grüner Wasserstoff und Erneuerbare-Energien-Zubau _____			21
2. Strombezugskosten für Elektrolyse _____			22
a)	Netzentgelte _____		22
b)	Nebennetzentgelte _____		23
c)	EEG-Umlage _____		23
d)	Stromsteuer _____		24
3. Wasserstofferzeugung im Ausland und Import _____			25
IV. Leitungsgebundener Transport, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff _____			25
1. Netzbedarfsplanung _____			25
a)	Bedarfsplanungsverfahren des EnWG _____		25
b)	Aktuelle Entwicklungen _____		26
aa)	Nationales Recht _____		26
bb)	Unionsrecht _____		27
2. Netzregulierung von Erdgasnetzen unter Beimischung von grünem Wasserstoff _____			28
a)	Anwendbarkeit des EnWG _____		28
b)	Entflechtung des Netzbetriebs _____		28
c)	Entgelte und Abgaben für den Wasserstofftransport _____		29
d)	Biogas-Sondervorschriften _____		29
e)	Baukostenzuschuss _____		30
3. Netzregulierung von reinen Wasserstoffnetzen _____			31
a)	Neuerdings Anwendbarkeit des Energiewirtschaftsgesetzes _____		31
b)	Anschluss und Zugang zu reinen Wasserstoffnetzen _____		32
c)	Entflechtung des Netzbetriebs _____		32
d)	Entgelte und Abgaben für den Wasserstofftransport _____		32
e)	Gaskonzessionen bei umgewidmeten Erdgasleitungen _____		34
4. Wasserstoff-Speicherung _____			34
V. Planungs- und Genehmigungsrecht _____			35
1. Elektrolyseure _____			36
a)	Fakultative Planfeststellung _____		36
b)	Im Übrigen: Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz _____		36

2. Leitungen für reine Wasserstoffnetze	38
a) Umwidmung von Erdgasleitungen	38
b) Neue Wasserstoffleitungen	38
3. Speicher	39
a) Planverstellungsverfahren	39
b) Im Übrigen: Bergrechtliches Zulassungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes- Immissionsschutzgesetz	39
c) Umwidmung von Erdgasspeichern	40
4. Wasserstofftankstellen	40
5. Fahrzeuge	40
a) Straßenverkehr	40
b) Schienenverkehr	41
6. Brennstoffzellen zur Wärmeversorgung im Privatbereich	41
D. Fazit	42
I. Wesentliche Ergebnisse	42
II. Rechtliche Steuerungsmöglichkeiten	43
1. Anforderungen an grünen Wasserstoff	43
2. Nutzung von grünem Wasserstoff	44
3. Erzeugung von grünem Wasserstoff	44
4. Transport von grünem Wasserstoff	44
5. Planungs- und Genehmigungsrecht	44
E. Anhang: Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff	45

Zusammenfassung

Grüner Wasserstoff wird eine Schlüsselrolle spielen, um die angestrebte Klimaneutralität in Deutschland und Europa zu erreichen. Deshalb haben im Jahr 2020 sowohl die Bundesregierung als auch die EU-Kommission Wasserstoffstrategien beschlossen, die den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft vorbereiten sollen.

Maßgeblich für die Erreichung der gesetzten Ziele und Umsetzung der Maßnahmen durch die Marktteilnehmer ist ein konsistenter und verlässlicher regulatorischer Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene entlang der gesamten Wertschöpfungsketten von grünem Wasserstoff. Derzeit gibt es jedoch eine ganze Reihe von Regelungsbereichen, in denen grüner Wasserstoff nur ansatzweise oder noch gar nicht adressiert ist. Unter diesen fragmentarischen Rahmenbedingungen werden keine ausreichenden und rechtssicheren Anreize gesetzt und erfolgt keine hinreichende Steuerung, um vermehrt grünen Wasserstoff zu erzeugen, zu transportieren, zu speichern und letztlich in verschiedenen oder gezielt bestimmten Sektoren einzusetzen.

Diese Studie bietet erstmalig einen umfassenden Überblick zum Rechtsrahmen der Wasserstoffwirtschaft über die verschiedenen Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung – Transport/Speicherung – Nutzung). Sie zeigt auf, in welchen Regelungsbereichen des nationalen und europäischen und Rechts grüner Wasserstoff bereits erfasst ist, wo und mit welchen Rechtsfolgen dies aufgrund laufender Gesetzgebungsverfahren in absehbarer Zeit zu erwarten ist und wo der nationale Gesetzgeber noch Gestaltungsspielraum hat, um den Aufbau einer nationalen Wasserstoffindustrie mittels eines schlüssigen Wasserstoffwirtschaftsrechts zu realisieren.

Die Stiftung Umweltenergierecht ist von der Koordinierungsstelle des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (E-SYS) beauftragt worden, das vorliegende Gutachten zu erstellen, um die bestehenden Regelungen und Entwicklungslinien im Recht zur Wasserstoffnutzung aufzuzeigen.

Kernergebnisse

- ▶ Bisher existiert noch kein einheitliches und konsistentes Wasserstoffwirtschaftsrecht. Die relevanten Regelungen entlang der Wertschöpfungsketten sind über den Rechtsrahmen verstreut, lückenhaft und noch nicht in der Lage, eine gezielte Steuerungswirkung zu entfalten oder die in den Wasserstoffstrategien genannten Ziele zu erreichen.
- ▶ Das Recht enthält noch keine übergreifende Begriffsdefinition oder auch nur -klärung, was grüner Wasserstoff ist. Zwar finden sich in Teilbereichen Regelungen, ein übergreifendes Konzept ist bisher aber nicht vorgesehen.
- ▶ Der für Wasserstoff relevante Rechtsrahmen befindet sich derzeit im Umbruch. Es gibt eine Vielzahl von aktuellen Gesetzgebungsprozessen auf europäischer und nationaler Ebene, weitere werden in den nächsten Jahren folgen. Ob dabei ein stimmiges Wasserstoffwirtschaftsrecht entsteht, ist derzeit nicht absehbar.
- ▶ Der nationale Gesetzgeber hat eine Vielzahl von Gestaltungsmöglichkeiten für Regelungen zur Unterstützung des Hochlaufs einer grünen Wasserstoffwirtschaft, für gezielte Steuerungswirkungen im Hinblick auf bestimmte Nutzungsmöglichkeiten oder für eine offene Regulierung, die es stärker den Marktmechanismen überlässt, wie sich die Wasserstoffwirtschaft entwickelt.

A. Einführung

Grüner Wasserstoff (d. h. im Rahmen dieses Gutachtens Wasserstoff emissionsfrei hergestellt mit erneuerbaren Energien) wird eine Schlüsselrolle spielen, um die in Deutschland bis 2045¹ und in Europa bis 2050² angestrebte Klimaneutralität zu erreichen³. Für Anwendungen, für die eine direkte Elektrifizierung technisch nicht möglich oder ökonomisch nicht sinnvoll ist, kann grüner Wasserstoff helfen, Treibhausgasemissionen zu senken. In Deutschland wird die steigende Nachfrage aber nur teilweise aus dem Inland bedient werden können. Ergänzend werden Liefer- und Wertschöpfungsketten mit Partnern aus dem europäischen oder außereuropäischen Ausland aufgebaut werden müssen⁴. Die Bundesregierung hat mit der Nationalen Wasserstoffstrategie⁵ am 10. Juni 2020 einen Aktionsplan formuliert, mit dem der Markthochlauf in den kommenden Jahren realisiert werden soll. Daneben hat auch die EU-Kommission im Rahmen des Green Deal am 8. Juli 2020 eine Wasserstoffstrategie beschlossen⁶, in der erklärt wird, wie das Potenzial von Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr, Stromerzeugung und Gebäuden ausgeschöpft werden kann.

Von wesentlicher Bedeutung für die Umsetzung dieser Strategien sind die regulatorischen Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene entlang der gesamten Wertschöpfungsketten von grünem Wasserstoff. Im deutschen Recht gilt

insbesondere die Komplexität bei den staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen (kurz „SIP“) für den Strombezug der Elektrolyseure als problematisch für die Rechtsanwendung. Diese gelten deshalb, zumal aufgrund ihrer Höhe, insbesondere der EEG-Umlage, als wesentliches Hindernis für den Markthochlauf⁷.

Daneben gibt es im nationalen und europäischen Rechtssystem eine ganze Reihe von Regelungsbereichen, in denen grüner Wasserstoff nur ansatzweise oder noch gar nicht adressiert ist, sodass es an einem verlässlichen Rechtsrahmen fehlt.

Vor diesem Hintergrund erfolgt eine rechtswissenschaftliche Analyse zu den bestehenden, absehbaren und erforderlichen rechtlichen Regelungen für die Erzeugung, den Transport und den Einsatz von grünem Wasserstoff sowie den planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen. Ziel dieses Gutachtens ist es, den schon vorhandenen Bestand an wasserstoffrelevanten Regelungen, aber auch den Innovationsbedarf für die deutsche und europäische Wasserstoffgesetzgebung bis 2030 zu identifizieren und zu bewerten. Dafür sollen wesentliche Regelungen mit Bezug zu grünem Wasserstoff eruiert und überblicksartig aufbereitet sowie gesetzgeberische Lücken identifiziert werden. So können die wichtigsten künftigen Bedarfe für einen Rechtsrahmen identifiziert werden, die einen erfolgreichen Hochlauf der

¹ Vgl. Änderung von § 3 Abs. 2 S. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513) gemäß BT-Drs. 19/30230, S. 7. Die jüngst beschlossenen Änderungen des KSG sind bis Redaktionsschluss noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündet worden und damit noch nicht in Kraft getreten. Es ist aber damit zu rechnen, dass dies in Kürze erfolgt.

² Art. 2 Abs. 1 Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz), COM (2020) 80 final.

³ Nach Ansicht des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) allerdings nur, wenn der Wasserstoff umweltfreundlich und nachhaltig hergestellt und sparsam genutzt wird, siehe SRU, Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Stellungnahme, Juni 2021.

⁴ Studien gehen von einer teilweisen bis überwiegenden Deckung des Bedarfs aus ausländischen Quellen

aus, vgl. Fraunhofer IEG/ISE/ISI, Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien, 04.06.2021, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/Metastudie_Wasserstoff-Abschlussbericht.pdf, S. 37. Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen geht davon aus, dass der Bedarf voraussichtlich nicht national gedeckt werden kann, siehe SRU, Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Stellungnahme, Juni 2021, S. 43.

⁵ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> und <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>.

⁶ COM (2020) 301 final.

⁷ Kabinettsache, Datenblatt Nr.: 19/09205, S. 17, siehe auch BT-Drs. 17/29793, S. 18.

Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ermöglichen.

Kein Untersuchungsgegenstand des Gutachtens sind rechtliche Fragestellungen hinsichtlich des Imports und internationalen Handels von grünem Wasserstoff sowie Fragen der Zertifizierung von grünem Wasserstoff; diese werden in einem parallel zu dieser Arbeit gesondert von der Koordinierungsstelle des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) beauftragten Gutachten behandelt⁸.

Der Gang der Untersuchung gestaltet sich wie folgt: Nach einem einführenden Kapitel (B.) zu den politischen Wasserstoffstrategien (I.) und den rechtlichen Steuerungsmöglichkeiten für die Förderung des Markthochlaufs einer grünen Wasserstoffwirtschaft (II.), wird im Hauptteil des Gutachtens (C.) der Rechtsrahmen der grünen Wasserstoffwirtschaft *de lege lata*, also nach geltendem Recht, und – soweit gesichert erkennbar – *de lege ferenda*, also nach künftigem Recht, untersucht. Wo erkennbar, wird in der Analyse zudem darauf eingegangen, welche weiteren Steuerungsmöglichkeiten dem nationalen Gesetzgeber noch offen stehen, um eine *grüne* Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen. Das Kapitel C. beginnt mit einer Darstellung, welche Anforderungen (künftig) an die Erzeugung von grünem Wasserstoff legislativ gestellt werden (I.). Im Anschluss werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft – sortiert nach Wichtigkeit und bereits vorhandener Regeldichte – analysiert.

So wird zunächst der Rechtsrahmen für die Nutzung von grünem Wasserstoff (II.), sodann dessen Erzeugung (III.) und der leitungsgebundene Transport (IV.) dargestellt und bewertet. Das Kapitel schließt mit einer Analyse der planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen. Im Kapitel D. wird ein Fazit mit den wesentlichen Ergebnissen des Gutachtens (I.) gezogen und zusammenfassend aufgelistet, welche Gestaltungsmöglichkeiten sich dem nationalen Gesetzgeber zur Förderung des Hochlaufs einer grünen Wasserstoffwirtschaft derzeit bieten (II.). Im Anhang (E.) werden die gesetzgeberischen Aktivitäten zu Wasserstoff in den Jahren 2020/2021 auf europäischer und nationaler Ebene chronologisch und tabellarisch aufbereitet und mit den jeweils wesentlichen Inhalten aufgelistet.

Bearbeitungszeitraum des Gutachtens war Februar bis Juni 2021. Rechtsstand des Gutachtens und der ausgewerteten Literatur ist der 30. Juni 2021.

⁸ Harsch/Kalis/Langenhorst, Kurzgutachten: Anrechenbarkeit, Zertifizierung und internationaler Handel von grünem Wasserstoff, Mai 2021.

B. Politische Strategien und rechtliche Steuerung des Markthochlaufs zur Förderung der grünen Wasserstoffwirtschaft

Zur Erfüllung der nationalen klimapolitischen Ziele, die seit 2019 gesetzlich im Klimaschutzgesetz des Bundes verankert sind⁹, wird insbesondere dem Einsatz von Wasserstoff eine bedeutsame Rolle zugeschrieben¹⁰. Dabei wird von der Bundesregierung anerkannt, dass nur „grüner“ Wasserstoff, das heißt, Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energien im Wege der Elektrolyse¹¹ gewonnen wurde, langfristig gesehen nachhaltig ist und zum Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 beiträgt¹². Zur Erreichung eines Markthochlaufs von (grünem) Wasserstoff¹³ wurden auf EU-Ebene, aber auch von Bund und einzelnen Bundesländern verschiedene Wasserstoffstrategien mit politischen Maßnahmenbündeln erarbeitet (I.). Durch die (zukünftige) rechtliche Umsetzung dieser politischen Maßnahmen zur Förderung der grünen Wasserstoffwirtschaft erfolgt die rechtliche Steuerung des Markthochlaufs (II.).

I. Politische Wasserstoffstrategien

Der Markthochlauf der (grünen) Wasserstoffwirtschaft als energie- und

klimapolitisches Ziel ist in diversen Wasserstoffstrategien im Mehrebenensystem politisch beschlossen worden.

In Deutschland soll grüner Wasserstoff als Dekarbonisierungsoption etabliert werden, doch sollen für den Markthochlauf zunächst auch andere Formen von Wasserstoff eine Rolle spielen. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht bis 2030 einen Zubau von Wasserstoff-Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung in Deutschland vor. Für den Zeitraum bis 2035 sollen nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut werden, spätestens aber bis 2040. Zur Umsetzung dieses Ziels enthält die Nationale Wasserstoffstrategie einen Katalog mit 38 Maßnahmen¹⁴.

Auch auf Ebene der Bundesländer bestehen einzelne Wasserstoffstrategien mit politischen Zielen und Maßnahmen¹⁵ bzw. sind derzeit in Erarbeitung¹⁶.

Auf europäischer Ebene veröffentlichte die EU-Kommission im Juli 2020 die EU-Wasserstoffstrategie zur Unterstützung der

⁹ §§ 1, 3 und 4 i. V. m. Anlage 2 KSG. Das Ende Juni novellierte Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) hat die Klimaziele angepasst

¹⁰ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 2.

¹¹ Nach Absprache mit dem Auftraggeber beschränkt sich das Gutachten auf die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyseverfahrens und betrachtet andere Erzeugungsarten nicht.

¹² BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 2.

¹³ Das Gutachten untersucht den Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff. Sofern sich Regelungen jedoch für alle Formen von Wasserstoff gelten, wird „grün“ zur Differenzierung in Klammern gesetzt.

¹⁴ Der Aktionsplan enthält Maßnahmen zu den Bereichen „Erzeugung von Wasserstoff“, „Anwendungsgebiete“, „Infrastruktur/Versorgung“, „Forschung, Bildung und Innovation“, „Europäischer Handlungsbedarf“ sowie „Internationaler Wasserstoffmarkt und außenwirtschaftliche Partnerschaften“. An verschiedenen Stellen wird die Prüfung der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens festgelegt, ausdrücklich wird dabei unter anderem die Befreiung von der EEG-Umlage als regulatorische Maßnahme erwähnt.

¹⁵ Eine eigene Wasserstoffstrategie haben die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Zudem besteht eine gemeinsame Wasserstoffstrategie der fünf norddeutschen Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Die Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg hatten bereits im Juni 2020 ein gemeinsames Eckpunktepapier beschlossen: Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft, https://mule.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/MLU/00_Aktuelles/2006/200615_Wasserstoff_Eckpunktepapier_Kohlelaender.pdf. Sachsen-Anhalt hat jüngst seine Wasserstoffstrategie verabschiedet, siehe Wasserstoffstrategie für Sachsen-Anhalt – H2ST.ST, Mai 2021, https://mule.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/MLU/04_Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/210503_Wasserstoffstrategie_Sachsen-Anhalt.pdf.

¹⁶ Siehe etwa für Hessen, *Hessischer Landtag*, Drs. 20/4160.

Dekarbonisierung durch Wasserstoff¹⁷. Dabei soll primär aus erneuerbaren Energien hergestellter Wasserstoff zum Einsatz kommen, kurz- und mittelfristig übergangsweise jedoch ebenfalls andere Formen kohlendioxidarmen Wasserstoffs. Im Rahmen des Ausbaukorridors sollen in der EU von 2020 bis 2024 Elektrolyseure mit einer Leistung von mindestens 6 GW und von 2025 bis 2030 von mindestens 40 GW installiert werden. Von 2030 bis 2050 soll die – nach den Plänen der EU-Kommission dann ausgereifte – Technologie in allen Sektoren, in denen die Dekarbonisierung auf anderem Wege nur schwer erreicht werden kann, eingesetzt werden können. Sowohl der EU-Rat als auch das EU-Parlament stimmten dieser Strategie im Wesentlichen zu¹⁸. Allerdings wurde einerseits mehrfach betont, dass es sich um grünen, d. h. aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Wasserstoff handeln sollte¹⁹ und es wurde das Erfordernis einer klaren Klassifizierung der Wasserstoffarten gefordert²⁰. Andererseits betonten beide Institutionen die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Betrachtung und der Rat wies u. a. darauf hin, dass die Importabhängigkeit reduziert werden müsse²¹.

II. Rechtliche Steuerung des Markthochlaufs

Die in den Strategien festgelegten politischen Maßnahmen dienen als Leitlinien der Entwicklung des Rechtsrahmens. Zu ihrer

Wirksamkeit bedürfen sie jedoch der Umsetzung in geltendes Recht. Erst durch rechtliche Regelungen kann der Gesetzgeber auf das Verhalten der Marktakteure direkt oder indirekt Einfluss nehmen, um so die formulierten Ziele zu erreichen. Als gesetzgeberische Instrumente zur regulatorischen Steuerung kommen insbesondere eine direkte Verhaltenssteuerung durch Ordnungsrecht in Form von Standards, Ge- und Verboten, eine indirekte Verhaltenssteuerung durch Förderrecht mittels finanzieller und sonstiger Anreize sowie planungs- und genehmigungsrechtliche Instrumente in Betracht.

Derzeit existiert weder auf nationaler noch auf europäischer Ebene ein ganzheitlicher und konsistenter Rechtsrahmen für die (grüne) Wasserstoffwirtschaft. Vielmehr ist die weitgehend neue Regelungsmaterie bisher nur in Ansätzen rechtlich erfasst und zudem in zahlreiche Rechtsakte fragmentiert. Um den Markthochlauf rechtlich zu steuern, bestehende Regelungslücken zu schließen und Rechtsunsicherheiten zu verringern, sind derzeit allerdings zahlreiche Gesetzesnovellen geplant bzw. wurden bereits durchgeführt.

Auf nationaler Ebene sind v. a. die jüngst beschlossenen Reformen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)²², des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)²³, des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Wind-SeeG)²⁴, des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021)²⁵ und der Erlass hierauf

¹⁷ *EU-Kommission*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, 08.07.2020, COM (2020) 301 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>.

¹⁸ *EU-Parlament*, Entschließung zu einer europäischen Wasserstoffstrategie (2020/2242 (INI)); *EU-Rat*, Schlussfolgerungen "Auf dem Weg zu einem Wasserstoffmarkt in Europa" (13976/20).

¹⁹ Das EU-Parlament spricht durchgängig von erneuerbarem Wasserstoff bzw. Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen, siehe *EU-Parlament*, Entschließung zu einer europäischen Wasserstoffstrategie (2020/2242 (INI)). Nach dem EU-Rat soll Wasserstoff hingegen lediglich „vorzugsweise“ bzw. „insbesondere“ aus erneuerbaren Energien stammen, siehe *EU-Rat*, Schlussfolgerungen "Auf dem Weg zu einem Wasserstoffmarkt in Europa" (13976/20), Ziff. 2.3, 2.7.

²⁰ *EU-Parlament*, Entschließung zu einer europäischen Wasserstoffstrategie (2020/2242 (INI)), Ziff. 7 f.

²¹ *EU-Rat*, Schlussfolgerungen "Auf dem Weg zu einem Wasserstoffmarkt in Europa" (13976/20), 11.12.2020, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13976-2020-INIT/de/pdf>, Ziff. 4.16. und 5.7.

²² Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Mai 2021 (BGBl. I S. 1122) geändert worden ist. Die jüngst beschlossenen Änderungen des EnWG sind bis Redaktionsschluss noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündet worden und damit noch nicht in Kraft getreten. Es ist aber damit zu rechnen, dass dies in Kürze erfolgt.

²³ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 1 des Gesetzes vom 9. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2873) geändert worden ist.

²⁴ Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 19 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

²⁵ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes

6 Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

basierender Rechtsverordnungen²⁶ sowie das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, zu nennen, zu dem aktuell ein Kabinettsbeschluss vorliegt²⁷.

Auf europäischer Ebene handelt es sich um die Überarbeitungen der Gasbinnenmarkt-Richtlinie²⁸, der Gasfernleitungsverordnung²⁹, der Verordnung über transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-VO)³⁰, der Emissionshandels-Richtlinie (EHS-RL)³¹, der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)³², der Energiesteuer-Richtlinie (EhEff-RL)³³, der Gebäudeeffizienz-Richtlinie³⁴ sowie der Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe³⁵. Für den 14. Juli 2021 wird zudem das sog. „Fit für 55“-Paket mit Gesetzesvorschlägen der EU-Kommission erwartet, mit dem zahlreiche EU-Verordnungen und Richtlinien novelliert werden, was auch Auswirkungen auf den Rechtsrahmen für Wasserstoff haben wird.

Neben diesen regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen Diskussionen, ob es zur rechtlichen Steuerung des Markthochlaufs zudem eines finanziellen Förderrahmens bedarf, um die Verwendung grünen Wasserstoffs gegenüber fossilen Energieträgern anzureizen. Zu diesem Zweck werden Änderungen im Förderrecht angestrebt, so zum Beispiel durch eine Überarbeitung der europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL)³⁶, eines neuen Rahmens für Wasserstoffvorhaben als Important Projects of Common European Interest (IPCEI)³⁷ oder der Erlass nationaler Förderrichtlinien für grünen Wasserstoff, insbesondere im Verkehrssektor.

vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

²⁶ Vgl. auch die chronologische Übersichtstabelle im Anhang (E.).

²⁷ BT-Drs. 19/27657.

²⁸ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

²⁹ Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

³⁰ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur.

³¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

³² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur

Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

³³ Richtlinie 2003/96/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

³⁴ Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.

³⁵ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

³⁶ *EU-Kommission*, Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C200/01). Das Konsultationsverfahren dazu läuft seit Juni, siehe unten C. II. 3. b) aa).

³⁷ *EU-Kommission*, Mitteilung der Kommission, Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt (2014/C188/02).

C. Rechtsrahmen der grünen Wasserstoffwirtschaft

Im nationalen und europäischen Recht besteht gegenwärtig nur ein fragmentierter Rechtsrahmen für eine grüne Wasserstoffwirtschaft, der derzeit zur Förderung des Markthochlaufs von Wasserstoff zahlreichen Anpassungen und Fortentwicklungen unterworfen ist. Im Folgenden wird der gegenwärtige und zukünftig bereits absehbare Rechtsrahmen für eine grüne Wasserstoffwirtschaft dargestellt. Beleuchtet werden hierbei nach einem Abschnitt zu den rechtlichen Anforderungen an grünem Wasserstoff (I.) die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft, nämlich Nutzung (II.), Erzeugung (III.), leitungsgebundener Transport und Speicherung (IV.) sowie abschließend das Planungs- und Genehmigungsrecht (V.); jeweils bezogen auf grünen Wasserstoff.

I. Rechtliche Anforderung an grünen Wasserstoff

Bevor auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen von grünem Wasserstoff eingegangen wird, ist vorab zu klären, was in rechtlicher Hinsicht unter „grünen Wasserstoff“ zu verstehen ist. Bisher gibt es weder im nationalen noch im europäischen Recht eine einheitliche *rechtliche* Definition des Begriffs „grüner Wasserstoff“. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird darunter der im Wege der Elektrolyse aus erneuerbaren Energien hergestellte Wasserstoff verstanden (sog. Power-to-Gas)³⁸. Nachfolgend werden die verschiedenen nationalen Anforderungen an grünen Wasserstoff (I.) sowie die diesbezüglichen europarechtlichen

Entwicklungen (2.) im Einzelnen dargestellt.

1. Nationale Regelungen

Die Merkmale von grünem Wasserstoff sind in den nationalen Gesetzen unterschiedlich – und zum Teil auch nicht hinreichend genau – beschrieben. Teilweise werden in den Gesetzen auch keine gesonderten Anforderungen an die Herstellung des Wasserstoffs gestellt und es wird somit nicht nach der „Farbe“ des Wasserstoffs unterschieden. Dann gelten die Regelungen für alle Erzeugungsformen, einschließlich für grünen Wasserstoff. Teilweise gelten aber auch Sonderregelungen nur für grünen Wasserstoff. Die in den einzelnen Gesetzen enthaltenen Regelungen zu Wasserstoff sind grundsätzlich (sofern nicht ausdrücklich anders geregelt) immer nur im Rahmen des jeweiligen Gesetzes anzuwenden und sind nicht auf andere Regelungsbereiche übertragbar.

Je nach Anwendungsbereich gelten unterschiedlich hohe Anforderungen an die Erzeugung von grünem Wasserstoff und werden im Folgenden dargestellt.

a) Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes für den Gasnetzzugang

Im Energiewirtschaftsgesetz erfolgt eine Definition von Wasserstoff im Rahmen der Begriffsbestimmungen von „Gas“ (§ 3 Nr. 19a EnWG)³⁹ und „Biogas“ (§ 3 Nr. 10c EnWG)⁴⁰ mit Bedeutung (nur) für die Frage, ob für die Einspeisung von Wasserstoff die privilegierten Zugangsregelungen für das Gasnetz nach der

³⁸ Vgl. statt vieler *Borning*, Wasserstoff – Der Schlüssel für die Energiewende wartet auf die passende Regulierung, ER 2020, S. 108.

³⁹ Gas: „Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“.

⁴⁰ Biogas: „Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16) stammen“.

8 Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)⁴¹ in Anspruch nehmen kann⁴². Es erfolgt keine über den spezifischen Anwendungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes hinausgehende Festlegung, was unter grünem Wasserstoff zu verstehen ist. Darüber hinaus wird der Begriff „grüner Wasserstoff“ im Energiewirtschaftsgesetz nicht ausdrücklich verwendet.

Nach § 3 Nr. 10c EnWG gilt Wasserstoff als Biogas, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Im Gesetz finden sich aber keine konkreten Angaben, wann genau von einem weit überwiegenden Einsatz von erneuerbaren Energien auszugehen ist.

So erklärt allein die Gesetzesbegründung, dass für eine Qualifizierung von Wasserstoff als „Biogas“ der bei der Elektrolyse eingesetzte Strom zu mindestens 80 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen muss⁴³. Mangels ausdrücklicher Regelung im Gesetz werden aber auch anderweitige Mindestschwellen vertreten⁴⁴. Die BNetzA schließt sich insoweit allerdings der Gesetzesbegründung an⁴⁵.

Zudem bleibt offen, ob für die Qualifizierung als Biogas der zur Elektrolyse eingesetzte Strom aus erneuerbaren Quellen im Wege einer Direktleitung (physikalisch) bezogen werden muss⁴⁶ oder ob eine bilanzielle Betrachtungsweise genügt⁴⁷.

Auch fehlen bislang verbindliche Kriterien für die Nachweisbarkeit bzw. Zertifizierung von grünem Wasserstoff. Zudem besteht

bisher keine Kennzeichnungsoption für Gase entsprechend der Stromkennzeichnungspflicht nach § 42 EnWG, was allerdings im Rahmen der Umsetzung von Art. 19 EE-RL zu ändern wäre⁴⁸.

Dort ist immerhin nunmehr für alle Mitgliedstaaten verbindlich geregelt, dass nicht mehr nur Herkunftsnachweise für EE-Strom ausgestellt werden können, sondern allgemein für Energie aus erneuerbaren Quellen. Dies umfasst also neben Strom insbesondere auch EE-Gas und erneuerbaren Wasserstoff, sowie EE-Wärme und EE-Kälte (vgl. Art. 19 Abs. 7 i. V. m. Abs. 1 bzw. ErwG. 59 EE-RL).

b) Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und der Erneuerbare-Energien-Verordnung zur EEG-Umlagenbefreiung der Elektrolyse

Mit der zum 1. Januar 2021 in Kraft getretenen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind dort erstmals Regelungen zu grünem Wasserstoff aufgenommen worden: In § 69b EEG 2021 ist die Befreiung von der EEG-Umlage für Strom geregelt, der bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff verbraucht wird. Die Voraussetzungen für den Anspruch nach § 69b EEG 2021 sind im Einzelnen mit der Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)⁴⁹ konkretisiert worden.

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung ist auf Grundlage der Verordnungsermächtigung in § 93 Nr. 2 EEG 2021 geändert worden, wonach

⁴¹ Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 786) geändert worden ist.

⁴² Siehe dazu unter C. IV. 2. d).

⁴³ BT-Drs. 17/6072, S. 50.

⁴⁴ So auch *Kalis*, Rechtsrahmen für ein H₂-Teilnetz, IKEM, 2019, S. 12; *Lietz*, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 231 ff.

⁴⁵ BNetzA, Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze, 2014, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/Einspeisung_Wasserstoff_u_synth_Methan/PosPapier2014.pdf?__blob=publicationFile&v=1, S. 2.

⁴⁶ So die 37. BImSchV für den Einsatz von grünem Wasserstoff als erneuerbarer Kraftstoff nicht biogenen

Ursprungs) im Verkehrssektor, welche grundsätzlich eine physikalische Betrachtungsweise zugrunde legt und mithin eine Direktleitung fordert (sofern der Elektrolyseur nicht ausschließlich netzdienlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 6 EnWG betrieben wird).

⁴⁷ *Buchmüller/Wilms/Kalis*, Der Rechtsrahmen für die Vermarktung von grünem Wasserstoff, ZNER 2019, S. 194 (201).

⁴⁸ Art. 19 EE-RL verlangt eine Ausweisung über Herkunftsnachweise generell für erneuerbare Energien, was nach Art. 19 Abs. 7 lit. b) insbesondere auch Gas „einschließlich Wasserstoff“ betrifft.

⁴⁹ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist. Die jüngst beschlossenen Änderungen der EEV sind bis Redaktionsschluss noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündet worden und damit noch nicht in Kraft getreten. Es ist aber damit zu rechnen, dass dies in Kürze erfolgt.

„(...) nur Wasserstoff als Grüner Wasserstoff gilt, der glaubhaft mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und der mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist; hierbei ist auch vorzusehen, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz in Anspruch genommen hat“.

Die hier geregelten Anforderungen haben ausschließlich Relevanz für die etwaige Befreiung von der EEG-Umlage und sind nicht generalisierbar. Der Entwurf für diese Rechtsverordnung wurde im Mai 2021 als Teil einer Artikelverordnung vorgelegt⁵⁰ und am 24. Juni 2021 vom Bundestag beschlossen⁵¹.

Die näheren Anforderungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff finden sich in den §§ 12h ff. EEG. Die Regelungen gelten für Strom, der ab dem 1. Januar 2022 in einer Einrichtung zur elektrochemischen Herstellung von grünem Wasserstoff („Elektrolyseur“) verbraucht wird.

Um eine Befreiung von der EEG-Umlage geltend machen zu können, muss der zur Wasserstoffproduktion eingesetzte Strom gemäß § 12i Abs. 1 Nr. 1 EEG zunächst aus erneuerbaren Energien erzeugt worden sein. Eine Beschränkung auf bestimmte erneuerbare Energien findet sich in der Erneuerbare-Energien-Verordnung nicht. Demnach kann auch für erneuerbaren Strom biogenen Ursprungs eine EEG-Umlagenbefreiung nach § 69b EEG 2021 in Anspruch genommen werden⁵².

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung stellt allerdings weitere Voraussetzungen

auf. Zum einen hinsichtlich der maximalen Betriebsdauer des Elektrolyseurs. Nach § 12i Abs. 1 Hs. 1 EEG gilt nur solcher Wasserstoff als grüner Wasserstoff im Sinne von § 69b EEG 2021, der – bezogen auf das Kalenderjahr – innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden des Elektrolyseurs hergestellt worden ist⁵³. Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres werden gemäß § 12i Abs. 3 EEG

„durch den Quotienten aus dem gesamten kalenderjährlichen Stromverbrauch und dem maximalen Stromverbrauch der Einrichtung zur Herstellung von grünem Wasserstoff im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde unter normalen Einsatzbedingungen ermittelt.“

Es bleibt dem Betreiber aber unbenommen, in der Anlage Wasserstoff über 5.000 Vollbenutzungsstunden hinaus zu produzieren. Dieser Wasserstoff ist dann aber nicht „grün“ und die EEG-Umlage ist für den über 5.000 Vollbenutzungsstunden hinausgehenden Stromverbrauch in voller Höhe zu zahlen, sofern nicht ein anderer Privilegierungsstatbestand in Anspruch genommen werden kann.

Zum anderen ist nach § 12i Abs. 1 Nr. 2 EEG Voraussetzung, dass der Strom mindestens zu einem Anteil von 80 Prozent aus Anlagen stammt, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben⁵⁴. Der darüber hinaus eingesetzte Strom darf aus einer elektrisch mit der Bundesrepublik verbundenen Gebotszone importiert werden.

Ferner darf nach § 12i Abs. 1 Nr. 3 EEG für den zur Wasserstoffherstellung eingesetzten Strom keine Zahlung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, nach der

⁵⁰ Entwurf einer Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, Kabinettsache, Datenblatt Nr.: 19/09205 vom 18.05.2021, siehe auch BT-Dr. 19/29793.

⁵¹ Die Rechtsverordnung soll jedoch nur übergangsweise gelten und an die für Ende des Jahres erwarteten EU-Vorgaben für grünen Wasserstoff (insbesondere an die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie) angepasst werden (Kabinettsache, Datenblatt Nr.: 19/09205 vom 18.05.2021, S. 21). Vgl. zu den final beschlossenen Änderungen der Erneuerbare-Energien-Verordnung BT-Drs. 19/29793 in Verbindung mit BT-Drs. 19/30902.

⁵² Dies ist erwähnenswert, weil für bestimmte Privilegierungen im Verkehrssektor für die

Wasserstoffproduktion gegenwärtig kein Strom biogenen Ursprungs eingesetzt werden darf. Siehe hierzu C. I. 2. sowie C. II. 2. b) bb).

⁵³ Nach § 93 S. 2 EEG 2021 in Verbindung mit § 96 Abs. 1 EEG 2021 ist das BMWI gemeinsam mit dem BMU ermächtigt, die Anzahl der maximalen Vollbenutzungsstunden durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundestages oder des Bundesrates abweichend zu regeln.

⁵⁴ Im ursprünglichen Entwurf war noch ein Anteil von 85 % vorgesehen. Dieser Wert wurde kurzfristig – nach dem Kabinettschluss vom 19.05. Mai 2021 – noch einmal auf 80 % abgesenkt, vgl. Ausschussdrucksache des Deutschen Bundestags 19(9)1123 vom 21.06.2021, S. 2 sowie BT-Drs. 30902 (Vorabfassung), S. 5.

Erneuerbare-Energien-Verordnung, nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder eine sonstige Förderung im Sinne von Art. 2 lit. k) der Richtlinie 2009/28/EG⁵⁵ in Anspruch genommen worden sein.

Der Strom kann entweder über eine Direktleitung oder über das allgemeine Stromnetz geliefert werden. Wird der Strom über eine Direktleitung bezogen, muss nach § 12i Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EEV gewährleistet sein, dass der erzeugte Grünstrom zeitgleich, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, verbraucht wird. Bei einer Netzlieferung müssen für die genutzten Strommengen Herkunftsnachweise entwertet werden⁵⁶. Die Herkunftsnachweise für den aus Anlagen im Bundesgebiet bezogenen Strom müssen überdies die Vorgaben für eine „optionale Kopplung“ gemäß § 16 Abs. 3 Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV)⁵⁷ erfüllen und damit unter anderem an einen Bilanzkreis gekoppelt werden⁵⁸. Damit soll eine tatsächliche Lieferbeziehung nachgewiesen und verhindert werden, dass es lediglich zu einer „Verschiebung“ der Grünstromeigenschaft kommt⁵⁹.

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung enthält im Übrigen keine Vorgaben zur „Zusätzlichkeit“. Nach dem Kriterium der Zusätzlichkeit muss der eingesetzte erneuerbare Strom zusätzlich zu den bereits ohnehin produzierten Strommengen erzeugt werden⁶⁰. Bei Anwendung dieses Kriteriums auf die Wasserstoffproduktion

müssten demnach für den Betrieb eines Elektrolyseurs zusätzliche Stromerzeugungsanlagen errichtet werden⁶¹. Da dieses – intensiv diskutierte – Kriterium jedoch nicht in die Erneuerbare-Energien-Verordnung aufgenommen worden ist, kann auch solcher Strom nach § 69b EEG 2021 von der EEG-Umlage befreit sein, der in Bestandsanlagen erzeugt worden ist.

Weiter gelten für den Betreiber des Elektrolyseurs sowie für das den Strom liefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen umfassende, in § 12j EEV geregelte Mitteilungs- und Nachweispflichten. So muss durch Vorlage eines Prüfungsvermerks eines Wirtschaftsprüfers⁶² unter anderem nachgewiesen werden, dass die Voraussetzungen des § 12i EEV eingehalten sind. Dieser Nachweis erfolgt wiederum durch Vorlage von Entwertungsnachweisen aus dem Herkunftsnachweisregister (nur bei Netzbezug) sowie durch Angabe der Nummer unter der die Stromerzeugungsanlage im Marktstammdatenregister registriert ist. Werden die Mitteilungs- und Nachweispflichten nicht erfüllt, erhöht sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage gemäß § 12k EEV auf 100 Prozent.

Schließlich gibt § 12h Abs. 2 EEV einen Ausblick auf weitere, künftig hinzukommende Voraussetzungen für eine EEG-Umlagenbefreiung. So muss die Bundesregierung die Anforderungen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung unverzüglich anpassen, nachdem die EU die Anforderungen an

⁵⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 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 (ABl. L 140 vom 05.06.2009, S. 16).

⁵⁶ Mit dieser Regelung hat der Ordnungsgeber klargestellt, dass eine Übertragung der „grünen“ Eigenschaft von erneuerbarem Strom auf das Wasserstoffprodukt mittels Herkunftsnachweisen – also auch bei Netzbezug – grundsätzlich möglich ist. Anders noch für die damals geltende Rechtslage, *Antoni/Kalis*, Grün vs. Grau – Begriff, Nachweis und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft erneuerbaren Stroms, ZNER 2020, S. 382 (386 f.).

⁵⁷ Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), die durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

⁵⁸ Es wird diskutiert, ob gekoppelte Herkunftsnachweise gemäß § 16 Abs. 3 HkRNDV voraussetzen, dass die Stromerzeugungsanlage und der Elektrolyseur demselben Bilanzkreis zugeordnet sind. Demnach wäre etwa eine regelzonenübergreifende

Stromlieferung ausgeschlossen. Begründet wird dies mit dem Wortlaut in § 16 Abs. 3 S. 3 HkRNDV, wonach „der Anlagenbetreiber“ selbst die Strommenge in den (finalen) Bilanzkreis liefern muss. Ein solches Ergebnis ist jedenfalls offensichtlich nicht vom Ordnungsgeber beabsichtigt gewesen.

⁵⁹ BT-Drs. 19/29793, S. 20.

⁶⁰ Zum Kriterium der Zusätzlichkeit siehe *Hoffmann*, Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?, ZNER 2020, S. 300 (302 f.).

⁶¹ In Betracht kommt zudem ein Verständnis, wonach vom Kriterium der Zusätzlichkeit auch solche Strommengen umfasst sind, welche – wenn sie nicht zur Wasserstoffproduktion eingesetzt worden wären – aufgrund einer (netzengpassbedingten) Abregelung einer Stromerzeugungsanlage gar nicht erst erzeugt worden wären.

⁶² Ein Nachweis ist auch zulässig durch einen Prüfungsvermerk einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, eines genossenschaftlichen Prüfungsverbandes, eines vereidigten Buchprüfers oder einer Buchprüfungsgesellschaft.

grünen Wasserstoff für einen oder mehrere Nutzungspfade näher bestimmt hat. In diesem Rahmen sollen insbesondere auch Anforderungen an den Standort für einen systemdienlichen Betrieb des Elektrolyseurs geregelt werden. Dabei soll ausweislich der Verordnungsbegründung „dem Vertrauensschutz gebührend Rechnung getragen werden“⁶³. Allerdings schließt der Verordnungsgeber auch nicht explizit aus, dass künftige Vorgaben zur Systemdienlichkeit (teilweise) auch für bis dahin in Planung befindliche, oder sogar für bereits errichtete Anlagen gelten werden.

2. Europäische Vorgaben und Regelungen

Auf europäischer Ebene erfolgte eine Festlegung von Anforderungen an grünen Wasserstoff bislang ausschließlich für den Verkehrssektor.

a) Politische Vorgaben in der Europäischen Wasserstoffstrategie

Die EU-Kommission hatte in ihrer Wasserstoffstrategie unterschiedliche Terminologien benutzt und für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien alternativ die Begriffe „erneuerbar“ und „sauber“ verwendet. Dies wurde von Rat und Parlament scharf kritisiert, wohl um jedwede Undeutlichkeiten auszuräumen, was die erneuerbare Natur von im Rahmen der EU-Strategie zu förderndem Wasserstoffs betrifft.

Vergleich der Wasserstoff-Terminologien

EU-Wasserstoffstrategie	Nationale Wasserstoffstrategie
Sauberer Wasserstoff, Erneuerbarer Wasserstoff	Grüner Wasserstoff
Fossil-basierter Wasserstoff	Grauer Wasserstoff
Fossil-basierter Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung bzw. CCS	Blauer Wasserstoff

Wasserstoffderivate und synthetische Kraftstoffe	Folgeprodukte
--	---------------

b) Regelungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Der Europäische Gesetzgeber hat eine Definition für grünen Wasserstoff zunächst im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie von 2018 grob angelegt. In Art. 2 Nr. 36 EE-RL wird der Begriff „flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs“ eingeführt und definiert als

„flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt“.

Zwar fällt das Wort Wasserstoff selbst nicht, jedoch wird Wasserstoff von dieser Definition umfasst. In Art. 27 Abs. 3 EE-RL werden zusätzliche Kriterien definiert, nach denen solche Kraftstoffe als erneuerbare Energien im Sinne der Richtlinie gelten und dann auch für die Zielerfüllung der Mitgliedstaaten im Verkehrsbereich (mehrfach) angerechnet werden können⁶⁴. Die EU-Kommission wurde ferner dort angewiesen, einen Delegierten Rechtsakt bis zum 31. Dezember 2021 zu erlassen, um die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff im Verkehrsbereich auf die Zielvorgaben der EE-RL zu konkretisieren.

Dieser Prozess ist auch gestartet (dazu sogleich). Allerdings beziehen sich die Konkretisierungen lediglich auf grünen Wasserstoff im Verkehrsbereich. Für andere Sektoren ist die Frage nach der Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene derzeit noch nicht eindeutig geklärt.

c) Delegierter Rechtsakt nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL

In einem derzeit vorliegenden (bislang unveröffentlichten, aber schon recht weitgedungenen) Entwurf des Delegierten Rechtsakts nach Art. 27 Abs. 3 EE-RL wird

⁶³BT-Drs. 19/29793, S. 19.

⁶⁴ Vgl. zu den in der RED II festgelegten Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff

sowie zu den Zielvorgaben für den Verkehrssektor insgesamt *Hoffmann*, Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?, ZNER 2020, S. 300 (303 f.).

der Begriff „erneuerbarer“ Wasserstoff erwähnt und definiert (vgl. Art. 2 Abs. 4 des Entwurfs). Die im Entwurf des Delegierten Rechtsakts festgelegten Kriterien beziehen sich auf den Nachweis, dass Wasserstoff entsprechend den Vorgaben in Art. 27 EERL erzeugt worden und damit auf die EE-Ziele für den Verkehrssektor eines Mitgliedstaates anrechenbar ist. Dazu sind – nach gegenwärtigem Stand – die nachfolgend aufgeführten Vorgaben des Entwurfs einzuhalten. Es ist aber zu beachten, dass die Vorgaben bei der weiteren Bearbeitung des Entwurfs noch einmal geändert werden könnten.

- ▶ Der Wasserstoff muss in einem Elektrolyseur unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs gewonnen worden sein.
- ▶ Für den eingesetzten Strom dürfen keine Betriebs- oder Investitionsbeihilfen in Anspruch genommen worden sein.
- ▶ Der Strom muss aus Anlagen stammen, die in denselben zwölf Monaten wie der Elektrolyseur oder später den Betrieb aufgenommen haben (Kriterium der „Zusätzlichkeit“). Die Stromerzeugungsanlage und der Elektrolyseur müssen sich zudem in derselben Stromgebotszone oder in einer benachbarten Stromgebotszone ohne systematischen Engpass befinden.
- ▶ Der Strom kann entweder über eine Direktleitung oder über das Stromnetz bezogen werden.
- ▶ Bei einem Bezug über das Stromnetz ist der Abschluss eines Strombezugsvertrages („Power Purchase Agreement“) mit einem Grünstromproduzenten erforderlich. Zudem muss der Strom in demselben 15-Minuten-Intervall verbraucht werden, in dem der Strom auch erzeugt worden ist („Zeitgleichheit“). Diese Zeitgleichheit muss jedoch nicht eingehalten werden, wenn während der Viertelstunde des Stromverbrauchs innerhalb der Stromgebotszone des Elektrolyseurs der

Anteil an erneuerbarem Strom überdurchschnittlich hoch ist.

- ▶ Da Speichereinheiten von der Definition des Begriffs „Installation zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen“ in Art. 2 Abs. 3 des Entwurfs ausgenommen sind, dürfte es für die Einhaltung der Zeitgleichheit nicht ausreichen, wenn der erzeugte Strom zunächst zwischengespeichert wird und dann innerhalb derselben Viertelstunde ausgespeichert wird, in der er auch im Elektrolyseur verbraucht wird.
- ▶ Schließlich sind Dokumentationspflichten zum eingesetzten Strom und zum produzierten Wasserstoff zu beachten (Art. 5 des Entwurfs).

Eine besonders kontrovers diskutierte Vorgabe ist dabei die Zusätzlichkeit. Mit Einführung eines solchen Kriteriums wäre es nicht möglich, bereits bestehende Stromerzeugungsanlagen (etwa sog. „Ü-20-Anlagen“) zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zu nutzen⁶⁵.

Vorgaben in der TEN-E-Verordnung

Auf europäischer Ebene finden sich auch andere, von den Vorgaben im Delegierten Rechtsakt abweichende Vorgaben für die Wasserstoffproduktion. Dies gilt etwa im Rahmen des Entwurfs für die Reform der TEN-E-Verordnung. Dort ist Wasserstoff nicht zwangsläufig spezifisch als erneuerbar definiert, sondern es kommen Elektrolyseure für Wasserstoff für eine bevorzugte Behandlung als „Projekte von gemeinsamen Europäischen Interesse“ in Betracht, wenn diese eine 70-prozentige Treibhausgasemissionsminderung gegenüber herkömmlicher Erzeugung vorweisen können (vgl. Anhang II). Dies passt in den Kontext der EU-Wasserstoffstrategie, in der die EU-Kommission zwar auf einen Ausbau erneuerbaren Wasserstoffs abzielt, aber zumindest im Übergang auch eine Rolle für kohlendioxidarmen Wasserstoff sieht.

⁶⁵ So fordert der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einem Entschließungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD – im Zusammenhang mit Änderungen der Erneuerbare-Energien-Verordnung – dazu auf, sich auf EU-Ebene dafür einzusetzen, dass für die Erzeugung von grünem Wasserstoff auch Strom

aus ehemals geförderten EE-Anlagen und Anlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung „0-Cent-Gebote“ abgegeben haben, genutzt werden kann, siehe Ausschussdrucksache 19(9)1124, S. 1f.

Die (finalen) Anforderungen im Delegierten Rechtsakt gelten rechtlich zwingend nur für den Verkehrssektor⁶⁶. Auch in einem jüngst bekanntgewordenen, bislang aber unveröffentlichten, ersten Entwurf der Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie⁶⁷ ist (zunächst) keine Übertragung der Anforderungen auf andere Sektoren vorgesehen. Dennoch erscheint es durchaus denkbar, dass die derzeit ausgearbeiteten Vorgaben für grünen Wasserstoff im Verkehrssektor künftig auf andere Anwendungsgebiete ausgeweitet werden.

Einen ersten Anhaltspunkt für eine stärkere Vereinheitlichung der Anforderungen bieten auf nationaler Ebene die bereits erläuterten neue Regelungen der Erneuerbare-Energien-Verordnung. In § 12h Abs. 2 EEG ist bereits angekündigt, dass die Bundesregierung die Anforderungen an grünen Wasserstoff für eine Befreiung der EEG-Umlage nach § 69b EEG 2021 anpassen wird, nachdem die EU ihrerseits die Anforderungen präzisiert hat⁶⁸. Ausweislich der Verordnungsbegründung sind hiermit unter anderem die Vorgaben der EU-Kommission für den Verkehrssektor adressiert⁶⁹.

II. Nutzung von grünem Wasserstoff

Für die klimaschützende Wirkung ist die Nutzung von grünem Wasserstoff die entscheidende Stellschraube. Erzeugung und Transport haben daher lediglich dienenden Charakter. Daher ist es von besonderer Bedeutung, dass in den jeweiligen Sektoren ein Rechtsrahmen geschaffen wird, der die Wasserstoffnutzung anreizt.

Im Folgenden wird zunächst auf die Frage eingegangen, welche grundsätzlichen Steuerungsmöglichkeiten dem Gesetzgeber für eine stärkere Nutzung von grünem Wasserstoff überhaupt zur Verfügung stehen (1.). Im Anschluss werden bereits vorhandene sektorenunspezifische Regelungen, namentlich im Energiesteuerrecht,

dargestellt (2.). Im Schwerpunkt dieses Abschnitts wird der gegenwärtige und absehbare Rechtsrahmen für die einzelnen Sektoren, Industrie und Energiewirtschaft (3.) sowie Verkehr und Wärme (4.) im Einzelnen vorgestellt.

1. Grundsätzliche Steuerungsmöglichkeiten für die Nutzung

Die Nutzung von grünem Wasserstoff wird nur dort erfolgen, wo sich dies für die potenziellen Verwender als ökonomisch vorteilhafter darstellt, als grauen Wasserstoff oder andere (fossile) Energieträger zu verwenden, oder wo eine gesetzliche Nutzungspflicht eingeführt wird. Daher muss der Rechtsrahmen entsprechend geändert werden, damit Wasserstoff dort zum Einsatz kommt, wo dies bisher nicht der Fall ist und wo er den meisten Nutzen für den Klimaschutz bietet. Dazu stehen verschiedene Ansätze und Ansatzpunkte zur Verfügung: Der Gesetzgeber kann etwa die Erzeugung von grünem Wasserstoff finanziell fördern, sodass dieser für die Verbraucher nicht teurer als die zu verdrängenden Energieträger ist (siehe dazu unten C. III.). Eine Förderung kann aber auch auf der Ebene Nutzung und damit der Verbraucher erfolgen, sodass die Mehrkosten für grünen Wasserstoff kompensiert werden. Daneben sind auch Mischformen denkbar. Eine Förderung (auch) beim Verbraucher macht eine gezielte Verwendung möglich, wenn spezifische Regelungen für einzelne Sektoren geschaffen werden. Eine allgemeine Förderung der Erzeugung oder unspezifische, verschiedene oder alle Verbrauchsfälle umfassende Förderansätze geben dagegen nicht vor, wo der Verbrauch stattfindet.

Neben den unmittelbaren Regelungen sind auch die sonstigen Vorgaben relevant, die den Rechtsrahmen prägen. So können Rechtsunsicherheiten und Rechtshemmnisse einer Nutzung von grünem

⁶⁶ Zu den geplanten unterschiedlichen Voraussetzungen an die Herstellung von grünem Wasserstoff auf europäischer Ebene für den Einsatz im Verkehrssektor und auf nationaler Ebene für eine EEG-Umlagenbefreiung bei der Erzeugung siehe Vergleichstabelle unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung_Umweltenergierecht_Vergleich-del.-RA-und-EEV_Stand_2021-07-09.pdf.

⁶⁷ *EU-Kommission*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions., Commission Work Programme 2021, 19.10.2020, COM (2020) 690 final, Annex I, new initiatives, Fit for 55 package, S. 1 Nr. 1 lit. d).

⁶⁸ Siehe hierzu oben C. I. b).

⁶⁹ BT-Drs. 19/29793, S. 21.

Wasserstoff entgegenstehen. Es bedarf daher neben einer etwaigen finanziellen Förderung auch eines konsistenten Rechtsrahmens ohne regulatorische Hemmnisse. Nur so lassen sich Rechtsunsicherheit und daraus möglicherweise resultierende Fehlinvestitionen vermeiden.

Nach der Nationalen Wasserstoffstrategie soll grüner Wasserstoff als alternativer Energieträger integraler Bestandteil der Energiewende und insbesondere in denjenigen Bereichen eingesetzt werden, die einer Elektrifizierung nur schwer zugänglich sind⁷⁰. Damit stellt Wasserstoff ein Element der Sektorenkopplung dar, kann jedoch ebenfalls als Speicheroption mit anschließender Rückverstromung genutzt werden. Der jeweilige Verwertungspfad führt damit auch zu Differenzierungen im aktuellen (wie auch im absehbar künftigen) Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff.

Im Folgenden werden zunächst die (weitgehend) sektorenunspezifischen Regelungen bei der Energiebesteuerung vorangestellt (2.) und sodann die sektorenspezifischen rechtlichen Regelungen bei der Nutzung von grünem Wasserstoff unterteilt und zusammengefasst in den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft (3.) sowie Verkehr und Wärme (4.) beschrieben. In den beiden sektorenspezifischen Darstellungen wird jeweils versucht, übergreifende Elemente vorab darzustellen und im Nachgang auf Spezifika der Einzelsektoren einzugehen.

2. Sektorenunspezifische Regelungen im Energiesteuerrecht für die Nutzung

Für die Besteuerung des Einsatzes von Wasserstoff gibt es je nach Verwertungspfad unterschiedliche Regelungen. Für den Einsatz von (grünem) Wasserstoff fällt dabei im Grundsatz keine Energiesteuer an: Da Wasserstoff nicht als Energieträger i. S. d. § 1 Abs. 2 Energiesteuergesetz

(EnergieStG)⁷¹ aufgeführt wird, unterliegt er zumeist – mit einer Ausnahme beim Einsatz als Kraftstoff im Verkehrssektor⁷² – nicht der Energiesteuer. Allerdings wird Wasserstoff im Falle seiner Einspeisung in das Gasnetz untrennbar mit dem nach § 1 Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG als Energieerzeugnis aufgelisteten Erdgas⁷³ verbunden, sodass bei der Entnahme des einheitlichen Gasgemisches die Energiesteuer entsprechend für Erdgas nach § 38 Abs. 1 EnergieStG anfällt⁷⁴. Jedoch können unter den Voraussetzungen des § 53 Abs. 1 und 2 EnergieStG Steuerentlastungen eintreten, wenn der Wasserstoff zur Stromerzeugung eingesetzt wird.

Da bisher der Einsatz von Wasserstoff – unabhängig von seiner „Farbe“ – somit bis auf eine Nutzung im Mobilitätssektor sowie im Fall der Einspeisung ins Erdgasnetz, keiner Steuerpflicht unterliegt, kann darüber nachgedacht werden, zur Förderung des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff, eine Besteuerung jedenfalls von grauem Wasserstoff in das Energiesteuergesetz mit aufzunehmen. Die Europäische Energiesteuer-Richtlinie trifft bislang keine Vorgaben hinsichtlich der Besteuerung von Wasserstoff. Ob dies mit dem für Juli 2021 angekündigten Entwurf für eine Reform geändert werden soll, ist bislang nicht absehbar. In jedem Fall ist die bisherige Regelung von Energiebesteuerung auf EU-Ebene derzeit durch Handlungsspielräume für die Mitgliedstaaten gekennzeichnet, was wohl aufgrund der Kompetenzverteilung zwischen der Union und den Mitgliedstaaten im Steuerbereich auch künftig so bleiben dürfte⁷⁵. Dennoch müssen sich die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Richtlinie an deren Vorgaben halten, wie etwa in Betracht kommende Mindeststeuersätze für bestimmte Energieträger.

⁷⁰ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 6.

⁷¹ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

⁷² Siehe unter C. II. 4. b) aa).

⁷³ Waren der Positionen 2711 der Kombinierten Nomenklatur.

⁷⁴ Lietz, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 291.

⁷⁵ So bestehen, sofern die EU überhaupt über eine Kompetenz zur Harmonisierung von Steuern verfügt, regelmäßig erhöhte Verfahrensanforderungen für „Maßnahmen überwiegend steuerlicher Art“. Dies – und insbesondere das Einstimmigkeitserfordernis nach Art. 192 Abs. 2 AEUV – hat dann auch zum Scheitern zahlreicher bisheriger Reformvorhaben geführt.

3. Sektoren Industrie und Energiewirtschaft

a) Sektorenübergreifende Regelungen für Industrie und Energiewirtschaft

Für die Bereiche Industrie und Energiewirtschaft⁷⁶ finden sich für die Nutzung von grünem Wasserstoff bislang nur sehr vereinzelt Regelungen.

Auf EU-Ebene besteht mit dem Europäischen Emissionshandelssystem auf Grundlage der Richtlinie 2018/410⁷⁷ allerdings eine umfassende Regelung zur Reduktion von Treibhausgasen in den Bereichen Industrie und Energiewirtschaft⁷⁸. Der Emissionshandel ist als Zertifikatesystem angelegt, nach dem Emittenten Berechtigungen zum Ausstoß von Treibhausgasen erwerben und einreichen müssen. Die Zahl der jährlich ausgegebenen (und in der Regel versteigerten) Zertifikate wird dabei linear reduziert, sodass aus Angebot und Nachfrage ein Kohlendioxidpreis und damit ein Anreiz zur Treibhausgasemissionsminderung entsteht.

Da jedoch bei der Wasserstoffnutzung selbst keine Treibhausgase i. S. v. Art. 3 und 30 i. V. m. Anhang II der Richtlinie 2003/87/EG entstehen, bietet das Emissionshandelssystem derzeit keinen unmittelbaren besonderen Anreiz, insbesondere grünen Wasserstoff zu verwenden. Eine stärkere mittelbare Steuerungswirkung könnte allerdings durch eine erhöhte Kohlendioxidbeimessung bei der Herstellung von „konventionell erzeugtem“ Wasserstoff⁷⁹ bzw. generell durch höhere Zertifikatspreise erzielt werden. Hierbei ist

allerdings zu beachten, dass auch für aus Erdgas produzierten Wasserstoff keine Emissionszertifikate eingereicht werden müssen, soweit die entstehenden Treibhausgasemissionen abgeschieden und eingelagert werden (sog. „blauer Wasserstoff“)⁸⁰.

b) Regelungen für die Industrie

Derzeit existieren noch keine spezifischen gesetzlichen Vorgaben, die einen Einsatz von grünem Wasserstoff in der Industrie regeln oder sogar fördern.

aa) Staatliche Beihilfen für die Wasserstoffnutzung (und -erzeugung)

Die EU-Kommission hat Anfang Juni 2021 ihren Entwurf für die zukünftigen Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBILL) veröffentlicht und zur Konsultation gestellt⁸¹.

Zwar ist darin kein eigenes Kapitel für Wasserstoff enthalten. Allerdings kann die Nutzung und auch die Produktion von (grünem) Wasserstoff unter die in Kapitel 4.1 erfassten Maßnahmen zur Minderung von Treibhausgasemissionen fallen. Hier wird die EU-Kommission staatliche Beihilfen als mit dem Binnenmarkt kompatibel bewerten, sofern und soweit bestimmte Bedingungen für die Ausgestaltung der Förderung erfüllt sind. Insbesondere soll in der Regel ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden, dem eine umfassende Konsultation der Öffentlichkeit vorangeht. Dabei gilt – abgesehen von begründeten Ausnahmen – grundsätzlich Technologieneutralität. Wasserstoff(-

⁷⁶ Die Zusammenfassung dieser beiden Bereiche geht dann auch im Wesentlichen auf die Organisation bzw. den Anwendungsbereich des Europäischen Emissionshandelssystems zurück; sie ist nicht auf einer Wertung begründet, sondern orientiert an den Maßnahmen bzw. Parallelen in den bestehenden rechtlichen Regelungen.

⁷⁷ Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem Kohlendioxidaustritt und des Beschlusses (EU) 2015/1814.

⁷⁸ Zum Emissionshandelssystem allgemein siehe *Rodi/Stäsche* et al., *Rechtlich-institutionelle Verankerung der Klimaschutzziele der Bundesregierung*, Juni 2015, S. 243ff. sowie *Nysten*, *Zur Zulässigkeit der Ausweitung des EU-Emissionshandels nach Art. 24 EHS-RL auf die Bereiche Verkehr und Wärme in Deutschland*,

Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 43 vom 12.07.2019, S. 3.

⁷⁹ Nach Teil 2 Ziffer 28 des Anhang 1 zum Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist (TEHG), sind Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas durch Reformieren, partielle Oxidation, Wassergas-Shiftreaktion oder ähnliche Verfahren mit einer Produktionsleistung von mehr als 25 Tonnen je Tag grundsätzlich vom Emissionshandel umfasst.

⁸⁰ Siehe hierzu *Timmermann*, *Rechtspolitische Handlungsoptionen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen*, EWeRK, 2019, S. 189 (193 f.).

⁸¹ Die Konsultation und das entsprechende Dokument sind auf Englisch über die Website der EU-Kommission abrufbar: https://ec.europa.eu/competition-policy/public-consultations/2021-ceeag_de.

nutzung) als potenziell zur Treibhausgas-minderung beitragende Maßnahme würde also prinzipiell mit anderen Maßnahmen konkurrieren. Auch hier sind bislang keine Vorgaben gemacht worden, wonach es sich ausschließlich um „grünen“ Wasserstoff handeln muss.

Der Leitlinienentwurf sieht darüber hinaus auch die Möglichkeit für staatliche Beihilfen für Ladeinfrastruktur für (grünen) Wasserstoff im Verkehr⁸² sowie ggf. auch (grenzüberschreitende) Wasserstoffinfrastruktur vor⁸³.

bb) Carbon Contracts for Difference

Projektbasierte Kohlendioxid-Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, kurz CCfD) stehen in der Diskussion als Instrument, um die Kosten von Investitionen in klimafreundliche Produkte und Prozesse zu reduzieren. Pilotprogramme mit CCfD werden in der Nationalen Wasserstoffstrategie aufgeführt und sollen insbesondere auf die energieintensive Industrie abzielen⁸⁴. Ein erstes Projekt ist bereits angelaufen: Mit dem Förderprojekt H2Global soll der Import von grünem Wasserstoff durch den Einsatz von CCfD angereizt werden⁸⁵. Das Klimapakt Sofortprogramm 2022 sieht nach Ziff. 4.4.1 zudem vor, den Anwendungsbereich dieser Klimaschutzverträge auf weitere Branchen der energieintensiven Grundstoffindustrien zu erweitern und mit zusätzlichen Mitteln auszustatten⁸⁶.

Auch die EU-Kommission hat diese Option im Rahmen ihrer EU-Wasserstoffstrategie aber auch in dem nunmehr zur Konsultation gestellten Entwurf der Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zumindest erwähnt – selbst, wenn bislang keine Details dazu bekannt geworden sind.

Das Modell sieht gegenseitige Zahlungsverpflichtungen zwischen Staat und Investoren vor und soll die Mehrkosten für den Einsatz von grünem Wasserstoff aufgrund der aktuellen Marktgegebenheiten

kompensieren. Der Staat zahlt die Differenz zwischen dem Vertragspreis (Strike-Price) für Treibhausgasemissionen, ab dem sich der Einsatz von grünem Wasserstoff für den Investor als wirtschaftlich darstellt, und dem jeweils aktuellen Zertifikatspreis im Rahmen des Emissionshandels, wenn deren Marktpreis niedriger ist. Der Investor wird hingegen zur Zahlung an den Staat verpflichtet, wenn der Marktpreis den Vertragspreis übersteigt⁸⁷. Maßgeblich für den Vertrag sind die Emissionen, welche durch das Projekt vermieden wurden, und die auf die Kohlendioxidminderung bezogenen Mehrkosten, welche sich bei der Verwendung der Technologie, z. B. dem Einsatz von Wasserstoff, im Vergleich zur Referenztechnologie ergeben.

CCfD sollen einen wirksamen Anreiz für innovative Projekte im Industriesektor garantieren. Beabsichtigt ist, dass auf diese Weise Schwankungen in den Kohlendioxidminderungskosten weitergegeben bzw. insbesondere auch Lerneffekte angereizt werden können. CCfD sollen also grundsätzlich Betriebskosten absichern, dabei jedoch auf „Marktsignale“ reagieren, um eine zielgenaue Förderung zu erreichen. Die Verträge müssen dabei mit dem Emissionshandelssystem und den europäischen Beihilferegeln vereinbar sein, wobei dieses Instrument im nunmehr öffentlichen Entwurf der EU-Kommission für die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien bislang nicht erwähnt wird.

cc) Carbon Border Adjustment Mechanism

Darüber hinaus plant die EU-Kommission einen „Carbon Border Adjustment Mechanism“, kurz CBAM. Wird in der EU Kohlendioxid bepreist, besteht die Gefahr, dass die Industrie ihre Produktion – und damit auch die Emissionen – ins EU-Ausland verlagert, was dem Klima und auch der EU-Wirtschaft nicht dienlich sein kann⁸⁸. Nach einem

⁸² Zu sonstigen Regelungen zum Verkehr siehe nachfolgend unter C. II. 4 b).

⁸³ Zu sonstigen Regelungen zu Infrastruktur siehe unten C. IV.

⁸⁴ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 21

⁸⁵ Vgl. zum Förderinstrument H2Global näher unter C. III. 3.

⁸⁶ Klimapakt – Klimaschutz Sofortprogramm 2022 der Bundesregierung, S. 19. Der Bundesrat fordert in seiner

Stellungnahme einen branchenübergreifenden Einsatz von CCfD, vgl. BR-Drs. 411/21, S. 7.

⁸⁷ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, CO₂-Differenzverträge für innovative Klimalösungen in der Industrie, 2019, S. 2.

⁸⁸ Zwar bestehen u. a. mit der freien Allokation von Zertifikaten im Rahmen des Emissionshandelssystems bereits Mechanismen, die ein Carbon Leakage mindern sollen. Die EU-Kommission untersucht den CBAM

unveröffentlichten Entwurf zur Einführung des CBAM ist allerdings nicht vorgesehen, dass Wasserstoff diesem Mechanismus unterliegen soll. Im Annex I ist nämlich Wasserstoff nicht in der Liste der betroffenen Güter genannt. Lediglich Elektrizität ist aufgeführt, was mittelbar Auswirkungen auf den Einsatz Elektrolyseuren haben könnte.

c) Regelungen für die Energiewirtschaft

Für die Energiewirtschaft existieren noch keine spezifischen rechtlichen Regelungen für die Nutzung von grünem Wasserstoff.

Der Energieträger Wasserstoff könnte zwar technisch in der Energiewirtschaft in Gaskraftwerken eingesetzt werden, indem Erdgas zur Verstromung durch Wasserstoff (teilweise) ersetzt wird⁸⁹. Es gilt jedoch, dass es wegen fehlender rechtlicher Regelungen, die die Verwendung von teurerem grünen Wasserstoff gezielt adressieren (fördernd oder verpflichtend), es derzeit ökonomisch nicht rational ist, grünen Wasserstoff einzusetzen. Aus diesem Grunde geschieht dies noch nicht – jedenfalls nicht unter marktwirtschaftlichen Bedingungen.

4. Sektoren Verkehr und Wärme

a) Sektorenübergreifende Regelungen für Verkehr und Wärme

Während es für den Wärmesektor ähnlich wie für die Industrie und Energiewirtschaft bislang kaum Regelungen für die Nutzung von Wasserstoff gibt, existieren auf nationaler Ebene insbesondere mit der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (37. BImSchV)⁹⁰ und auf europäischer Ebene in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie für den Verkehrssektor bereits ausgesprochen spezifische Vorgaben.

Das EU-Emissionshandelssystem erfasst bislang den Wärmesektor nur in Teilen und den Verkehrssektor überhaupt nicht; nach Art. 3 lit. e) EHS-RL sind nämlich nur „ortsfeste“ Einrichtungen vom Anlagenbegriff erfasst, und Anhang I der EHS-RL beschränkt Verbrennungsprozesse im Rahmen der Tätigkeiten im Emissionshandelssystem auf Anlagen mit einer Gesamtfeuerleistungswärmeleistung von mehr als 20 MW. Die EU-Kommission hat zwar erkennen lassen, im Rahmen einer Reform der Emissionshandels-Richtlinie über eine Ausweitung auf diese Bereiche nachzudenken oder einen zweiten separaten europaweiten Emissionshandel für die Bereiche Wärme und Verkehr zu etablieren. Wegen der sehr unterschiedlichen und insbesondere viel „kleinteiligeren“ Struktur dieser Sektoren ist dies jedoch kein ganz einfaches Vorhaben⁹¹. Entsprechend bleibt hier der für den 14. Juli 2021 geplante Vorschlag für das Fit for 55 Paket der EU-Kommission abzuwarten.

Da in den Bereichen Verkehr und Wärme überwiegend derzeit keine Bepreisung der Emissionen nach dem EU-Emissionshandel stattfindet, schafft an dieser Stelle das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)⁹² die Grundlagen für einen nationalen Zertifikatehandel für Emissionen mit einer vorgelagerten fünfjährigen Fixpreisphase. Mangels direkter Kohlendioxidemissionen bei der Inverkehrbringung ist Wasserstoff jedoch grundsätzlich nicht vom Anwendungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetz erfasst (§ 2 BEHG i. V. m. Anlage 1). Etwas anderes gilt allerdings dann, wenn Wasserstoff – als „Erdgasgemisch“ – aus dem Erdgasnetz entnommen wird. In diesem Fall wird Wasserstoff als Erdgas betrachtet und unterliegt dem Anwendungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Sofern der zur

dann auch verstärkt unter dem Gesichtspunkt des globalen Klimaschutz und verneint das Ziel der Industriepolitik.

⁸⁹ *Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut*, Klimaneutrales Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020, S. 57.

⁹⁰ Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195), die durch

Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

⁹¹ Vgl. dazu auch: *Nysten*, Zur Zulässigkeit der Ausweitung des EU-Emissionshandels nach Art. 24 EHS-RL auf die Bereiche Verkehr und Wärme in Deutschland, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 43 vom 12.07.2019. Anders: *Reimer*, Strukturprobleme des Umweltverkehrsrechts am Beispiel der Klimaschutzregulierung des Straßenverkehrs, EurUP 17 (2019), 3, S. 371 ff.

⁹² Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist.

Wasserstoffproduktion eingesetzte Strom jedoch ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen stammt, wird der Energiegehalt wie bei Biomethan mit einem Emissionsfaktor von „Null“ bewertet⁹³.

b) Regelungen für den Verkehr

Für den Verkehrssektor existieren auf nationaler und europäischer Ebene bereits einige Regelungen für den Einsatz von grünem Wasserstoff als Kraftstoff.

aa) Besteuerung von Wasserstoff

Zunächst gibt es für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrsbereich eine Sonderregelung zur Besteuerung. Wie oben beschrieben, unterfällt Wasserstoff zwar grundsätzlich nicht dem Anwendungsbe- reich des Energiesteuergesetzes. Allerdings sind nach dem Auffangtatbestand des § 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG auch andere als die aufgeführten Waren energiesteuerpflichtig, sofern diese ihrer objektiven Beschaffenheit nach zur Verwendung als Kraftstoff bestimmt sind. Soll (grüner) Wasserstoff somit als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt werden, unterliegt er der Energiesteuerpflicht⁹⁴ und dem Steuertarif von Erdgas und gasförmigen Kohlenwasserstoffen in Höhe von 13,90 Euro/MWh gemäß § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG⁹⁵. Dabei wird aber nicht nach der Herkunft des Wasserstoffs unterschieden, sodass die Regelung keine Lenkungswirkung zugunsten von grünem Wasserstoff hat. Da der Steuertarif dem von Erdgas entspricht, ergeben sich aktuell auch keine Wettbewerbsvorteile für einen der beiden Energieträger.

bb) Anrechenbarkeit auf die Treibhausgas-minderungsquote

Ferner bestehen Regelungen zur Treibhausgas-minderung. Um im Verkehrssektor die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, müssen Mineralölunternehmen gemäß § 37a Abs. 1 S. 1, Abs. 4 BImSchG die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und Dieselmotoren derzeit jährlich um sechs Prozent mindern. Gemäß der ergänzenden 37. BImSchV können auf die Treibhausgas-minderungsquote seit 2018 nicht mehr nur Biokraftstoffe angerechnet werden, sondern unter anderem auch aus erneuerbaren Energien hergestellte strombasierte Kraftstoffe. Hierunter fallen im Wege der Elektrolyse hergestellter Wasserstoff, welcher in einer Brennstoffzelle eingesetzt wird und aus Wasserstoff erzeugtes synthetisches Methan. Beide vorgenannten Kraftstoffe sind als erneuerbarer Kraftstoff jedoch nur dann anrechenbar, wenn der Strom aus erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs erzeugt worden ist und direkt von einer EE-Stromerzeugungsanlage oder bei einem Netzbezug auf Basis eines Vertrags mit ab- und zuschaltbaren Lasten nach § 13 Abs. 6 EnWG bezogen wird (§ 3 Abs. 2 der 37. BImSchV).

Mit der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie wurde für den Verkehrssektor ein verpflichtender Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch je Mitgliedsstaat auf mindestens 14 Prozent für das Jahr 2030 festgelegt (Art. 25 Abs. 1 S. 1 EE-RL)⁹⁶. Die genauen Anforderungen an die Anrechenbarkeit von grünem Wasserstoff auf dieses 14-Prozent-Ziel – insbesondere an die Direktleitung und die Zusätzlichkeit – müssen von der EU-Kommission gemäß Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 EE-RL noch in

⁹³ Umweltbundesamt, DEHSt, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen, Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, Ziffer 2.3.3.

⁹⁴ GP Joule, Akzeptanz durch Wertschöpfung, Machbarkeitsstudie, 2017, S. 47 f.; Schäfer-Stradowsky/Boldt, „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, ZUR 2015, 451 (457); Alexander, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg/Alexander, EnergieStG, 17. EL 2020, § 2 Rn. 63; Milewski, in: Möhlenkamp/Milewski, EnergiestG, 2. Aufl. 2020, § 2 Rn. 58.

⁹⁵ Alexander, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg/Alexander, EnergieStG, 17. EL 2020, § 2 Rn. 63.

⁹⁶ Darüber hinaus wurde mit der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (ABl. L 307 vom 28.10.2014, S. 1-20) ein Rahmen geschaffen, um auf nationaler Ebene, d. h. in und von den Mitgliedstaaten über nationale Strategierahmen Infrastruktur u. a. auch für Wasserstoff im Verkehr zu schaffen. Die Richtlinie befindet sich derzeit auch im Revisionsprozess; mit Vorschlägen zur entsprechenden Weiterentwicklung, hier ist insbesondere mit einer Anpassung an die EU-Wasserstoffstrategie im Juli 2021 zu rechnen.

einem Delegierten Rechtsakt konkretisiert werden⁹⁷.

Zur Umsetzung dieser EU-Vorgaben soll eine Änderung des Bundes-Immissionschutzgesetzes dienen, welches am 20. Mai 2021 vom Bundestag beschlossen worden ist⁹⁸. Das Änderungsgesetz sieht bis zum Jahr 2030 eine deutliche Anhebung der Treibhausgasminderungsquote auf 25 Prozent vor. Eine wichtige – kurzfristig in das Änderungsgesetz eingebrachte – Neuerung ist, dass ab dem 1. Juli 2023 auch in Straßenfahrzeugen verwendeter Wasserstoff aus biogenen Quellen für die Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote genutzt werden kann⁹⁹. Zudem wird erstmals eine Mindestverpflichtung zum Inverkehrbringen von erneuerbaren, alternativen Flugturbinenkraftstoffen geschaffen. Nach § 37a Abs. 2 und 4a BImSchG muss ab 2026 ein Mindestanteil an alternativen Flugturbinenkraftstoff von 0,5 Prozent aus erneuerbaren Energien nicht biogenen Ursprungs stammen. Dieser Mindestanteil steigt stufenweise bis 2030 auf zwei Prozent an. Adressiert sind damit insbesondere Wasserstoff oder (aus Wasserstoff hergestellte) synthetische Kraftstoffe¹⁰⁰.

Für eine Übergangszeit bis 2026 auf die Quote anrechenbar sind im Übrigen auch flüssige und gasförmige erneuerbare Energieträger nicht biogener Herkunft wie z. B. grüner Wasserstoff, welcher zur Produktion konventioneller Kraftstoffe in Raffinerien eingesetzt wird (§ 37a Abs. 5 BImSchG).

cc) Clean Vehicle Directive

Seit 2009 unterstehen Pkw in der Europäischen Union mit der sogenannten

Flottenemissionsverordnung auch einem System der Kohlendioxidbepreisung¹⁰¹. Daneben befindet sich derzeit ein Gesetz zur Schaffung eines Rechtsrahmens für die Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/1161 (Clean Vehicle Directive)¹⁰² zur Unterstützung einer emissionsarmen Mobilität in Ausarbeitung. Beide Rechtsakte zielen auf die Treibhausgasminderung allgemein und nicht spezifisch auf die Nutzung von (grünem) Wasserstoff im Verkehr ab.

Der Kabinettsbeschluss vom 20. Januar 2021¹⁰³ zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz sieht bei der Neubeschaffung bestimmter Straßenfahrzeuge und Dienstleistungen, für die diese Straßenfahrzeuge eingesetzt werden, durch öffentliche Auftraggeber und Sektorenauftraggeber vor, dass bei Fahrzeugneubeschaffungen eine gewisse Mindestquote an sauberen bzw. emissionsfreien Fahrzeugen vorliegen muss. Maßgebliche Kriterien zur Erfüllung dieser Mindestziele sind insbesondere die Einhaltung bestimmter Grenzwerte zu Kohlendioxid- und Luftschadstoffemissionen bzw. die Nutzung alternativer Kraftstoffe i. S. v. Art. 2 Nr. 1 der Richtlinie 2014/94/EU wie beispielsweise Wasserstoff¹⁰⁴. Daher hat die Regelung keinen spezifischen Lenkungseffekt zugunsten von Wasserstoff oder sogar grünem Wasserstoff¹⁰⁵. Durch das Gesetz soll § 68 der Vergabeverordnung (VgO)¹⁰⁶ ersetzt werden, der bisher die vergaberechtlichen Anforderungen an die

⁹⁷ Vgl. zum aktuellen Stand die Ausführungen oben C. I. 2. c).

⁹⁸ BT-Drs. 19/27435, BT-Drs. 19/29850 (Vorabfassung). Die jüngst beschlossenen Änderungen des BImSchG sind bis Redaktionsschluss noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündet worden und damit noch nicht in Kraft getreten. Es ist aber damit zu rechnen, dass dies in Kürze erfolgt.

⁹⁹ BT-Drs. 19/29850 (Vorabfassung), S. 5.

¹⁰⁰ BT-Drs. 19/27435, S. 32.

¹⁰¹ Nunmehr Verordnung (EU) 2019/631 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO₂-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011, ABl. OJ L 111, 25.4.2019, S. 13–53.

¹⁰² Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge.

¹⁰³ BT-Drs. 19/27657.

¹⁰⁴ Eine Differenzierung nach Art des Wasserstoffs und ob etwa nur grüner Wasserstoff genutzt werden kann, ist in der Richtlinie nicht erkennbar.

¹⁰⁵ Es ließe sich aber eine „wasserstofffreundliche“ Ausgestaltung der Bewertungsmatrix vornehmen, vgl. *Knauff*, Vergaberechtliche Anforderungen an die Beschaffung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen, ZUR 2021, S. 218 (223).

¹⁰⁶ Vergabeverordnung vom 12. April 2016 (BGBl. I S. 624), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 12. November 2020 (BGBl. I S. 2392) geändert worden ist.

Beschaffung von Straßenfahrzeugen enthielt¹⁰⁷.

dd) Förderprogramme

Neben diesen ordnungsrechtlichen Vorschriften bestehen zur Steigerung des Anteils von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor zudem diverse staatliche Förderprogramme¹⁰⁸. Diese adressieren durch finanzielle Anreize die Nutzung von alternativen Kraftstoffen im Straßen-, Schienen- Wasser- und Luftverkehr. Schließlich sind brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 7 Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG)¹⁰⁹ in Verbindung mit § 2 Nr. 1 Elektromobilitätsgesetz (EmoG)¹¹⁰ von der Maut für die Benutzung der Bundesautobahnen befreit.

c) Noch keine Regelungen für Wärme

Wasserstoff kann auch als Substitut für fossile Brennstoffe zur Wärmeversorgung in Gebäuden eingesetzt werden¹¹¹. Bislang finden sich auf europäischer Ebene – anders als durch die EE-Richtlinie für den Verkehrsbereich – für den Wärmebereich jedoch keine besonderen Regelungen für den Einsatz von grünem Wasserstoff¹¹². Ob die für das vierte Quartal 2021 angekündigte Reform der Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie auch (grünen) Wasserstoff als anrechenbaren erneuerbaren Energieträger berücksichtigt, ist jedoch angesichts einer fehlenden Erwähnung im Rahmen des bereits durchgeführten Inception Impact Assessments noch offen¹¹³.

Das nationale Recht sieht bisher im Gebäudeenergiegesetz (GEG)¹¹⁴, welches einen

möglichst sparsamen Einsatz von Energie in Gebäuden unter zunehmender Nutzung von erneuerbaren Energien bezweckt, keine Möglichkeit vor, den Einsatz von grünem Wasserstoff als erneuerbare Energie bei der Wärmeerzeugung eines Gebäudes anrechnen zu können (§§ 34 ff. i. V. m. § 3 Abs. 2 GEG). Da Wasserstoff nicht unter den Begriff „Erneuerbare Energie“ im Sinne des § 3 Abs. 2 GEG und folglich den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt, besteht derzeit keine Anreizwirkung zur Nutzung von grünem Wasserstoff im Wärmesektor. Jedoch verpflichtet § 9 Abs. 2 GEG das BMWi und das BMI, bis zum Jahr 2023 zu prüfen, auf welche Weise und in welchem Umfang synthetisch erzeugte Energieträger in flüssiger oder gasförmiger Form bei einer Nutzung im Wärmebereich angerechnet werden können¹¹⁵.

Bei einem Einsatz von Wasserstoff zu Heizzwecken findet der für Heizstoff einschlägige Auffangtatbestand des § 1 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG keine Anwendung, da dieser auf Waren beschränkt ist, die ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoff bestehen und somit Wasserstoff vom Anwendungsbereich nicht umfasst ist¹¹⁶.

III. Erzeugung von grünem Wasserstoff

Um den Bedarf an grünem Wasserstoff zu erfüllen, bedarf es entsprechender Erzeugungskapazitäten. Dafür soll im Zuge des Markthochlaufs ein deutscher „Heimatmarkt“ für Wasserstoff geschaffen und die

¹⁰⁷ Allgemein zur Beschaffung von Straßenfahrzeugen nach § 68 VgV siehe *Knauff*, Vergaberechtliche Anforderungen an die Beschaffung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen, ZUR 2021, S. 218 (221).

¹⁰⁸ Vgl. u. a. *BMI*, Fortsetzung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) 2016–2026 und die entsprechenden Förderrichtlinien, sowie *BMI*, Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr vom 03.02.2021.

¹⁰⁹ Bundesfernstraßenmautgesetz vom 12. Juli 2011 (BGBl. I S. 1378), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. Juni 2020 (BGBl. I S. 1528) geändert worden ist.

¹¹⁰ Elektromobilitätsgesetz vom 5. Juni 2015 (BGBl. I S. 898), das durch Artikel 327 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

¹¹¹ Weitgehend kritisch dazu u. a. wegen der Kostensteigerungen: *SRU*, Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse, Stellungnahme, Juni 2021, S. 64.

¹¹² Lediglich nach der EU-Wasserstoffstrategie soll Wasserstoff zur Wärmeversorgung von Wohn- und Gewerberäumen nur in lokalen Wasserstoff-Clustern (sogenannten „Hydrogen-Valleys“) eingesetzt werden.

¹¹³ *EU-Kommission*, Inception impact assessment – Ares (2021) 1397833, <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12910-Revision-of-the-Energy-Performance-of-Buildings-Directive-2010-31-EU>.

¹¹⁴ Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728).

¹¹⁵ Zu den Sondervorschriften der i. d. R. vorgeschalteten Einspeisung/Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetz vor der Nutzung im Gebäudebereich siehe unten C. IV. 2. d).

¹¹⁶ *Möhlenkamp*, in: *Möhlenkamp/Milewski*, EnergieStG, 2. Aufl. 2020, § 1 Rn. 18.

Wasserstoffproduktion im Inland gestärkt werden¹¹⁷. Dabei muss der Ausbau von Wasserstoffproduktionsanlagen Hand in Hand mit der Erhöhung von Kapazitäten für die Erzeugung von erneuerbarem Strom gehen (siehe hierzu unter 1.). Für eine marktfähige Produktion von grünem Wasserstoff ist die Höhe der Strombezugskosten – als maßgeblicher Kostenfaktor – von entscheidender Bedeutung. Da ein erheblicher Teil der Strombezugskosten durch die SIP (Netzentgelte, Nebennetzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer) bestimmt wird, wird nachfolgend unter 2. dargelegt, inwieweit diese Strompreisbestandteile bei der Produktion von grünem Wasserstoff reduziert oder ganz entfallen können. Unabhängig davon, wie schnell der Ausbau der nationalen Wasserstoffproduktionskapazitäten voranschreiten wird, ist aber bereits jetzt absehbar, dass ein großer Teil der in Deutschland benötigten Wasserstoffmengen aus dem Ausland importiert werden muss. Auf die Diskussion über einen möglichen Markthochlauf für den Import von grünem Wasserstoff wird schließlich unter 3. eingegangen.

1. Grüner Wasserstoff und Erneuerbare-Energien-Zubau

Mit der Steigerung der Produktion von grünem Wasserstoff steigt auch der Bedarf an erneuerbarem Strom. Um die Klimaschutzziele sowie auch die Vorgaben in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie¹¹⁸ erreichen zu können, kann für die Wasserstoffproduktion aber nicht einfach der bereits vorhandene erneuerbare Strom genutzt werden. Wird nämlich ursprünglich für den Elektrizitätssektor – in bestehenden Anlagen – produzierter erneuerbarer Strom künftig zur Wasserstoffproduktion verwendet, steht dieser erneuerbare Strom im Elektrizitätssektor nicht mehr zur Verfügung. Dies hat zur Folge, dass vermehrt aus fossilen

Energieträgern Strom erzeugt wird, um die entstandene „Stromlücke“ im Elektrizitätssektor zu schließen. Daher muss die Produktion von erneuerbarem Strom insgesamt gesteigert werden. Allerdings existieren derzeit – mit Ausnahme der neuen Regelungen zu den Anforderungen an grünen Wasserstoff in §§ 12h ff. EEG – noch keine gesonderten Anreize, neue Stromerzeugungsanlagen für die Versorgung von Elektrolyseuren zu errichten.

Um jedoch den zuvor beschriebenen Effekt einer vermehrten fossil-basierten Stromproduktion zu verhindern, muss nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der in der Elektrolyse eingesetzte erneuerbare Strom in zusätzlichen Erzeugungsanlagen produziert werden¹¹⁹. Um einem gegenseitigen Verdrängen von erneuerbarem Strom im Elektrizitäts- und im Gassektor entgegenzuwirken, bedürfte es demnach einer Synchronisierung des Zubaus von erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit der Herstellung von grünem Wasserstoff.

Nach der Verordnungsermächtigung in § 93 EEG 2021 zur Formulierung der Anforderungen an grünen Wasserstoff für die Begrenzung der EEG-Umlage können unter anderem auch Anforderungen gestellt werden, wonach die entsprechenden Infrastrukturen für die Versorgung mit Wasserstoff (z. B. Wasserstoffnetze) und die Nähe zu den Verbrauchern berücksichtigt werden und dass sich die Einrichtung zur Herstellung des Wasserstoffs systemdienlich ins Stromnetz integrieren lassen muss¹²⁰. So könnten Elektrolyseure beispielsweise im Rahmen der Systemintegration durch eine netzdienliche Standortwahl zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden, indem sie als zuschaltbare Lasten Überschussstrom nutzen¹²¹. Der Verordnungsgeber hat bislang jedoch davon abgesehen, entsprechende Anforderungen zu regeln. Allerdings ist in § 12h Abs. 2 EEG „in Aussicht gestellt“, dass künftig

¹¹⁷ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 5.

¹¹⁸ Nach dem Pariser Klimaschutzübereinkommen ist eine Begrenzung der Erderwärmung gegenüber vorindustriellen Werten von deutlich unter 2 Grad Celsius vorgeschrieben. Nach Art. 3 Abs. 1 S. 1 EE-RL muss der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Union bis zum Jahr 2030 auf 32 Prozent erhöht werden.

¹¹⁹ Vgl. zu den Vorgaben in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie oben, C. I. 2. b) und c); siehe zum Kriterium

der Zusätzlichkeit auch *Buchmüller*, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, S. 195 (196); *EU-Rat*, Towards a hydrogen market for Europe, Beschluss v. 11.12.2020, S. 6.

¹²⁰ BT-Drs. 19/25326, S. 32.

¹²¹ *Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V. und Bird & Bird LLP*, Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz, 2014, S. 6 und 23.

Standortkriterien eingeführt werden, um einen systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren sicherzustellen.

Zudem soll durch den neu eingefügten § 67a WindSeeG zur Entlastung des weiteren Netzausbaus ermöglicht werden, Elektrolyseure in direkter räumlicher Nähe zu Offshore-Windanlagen zu errichten, wodurch ein Netzanschluss der Stromerzeugungsanlagen entbehrlich wird¹²². Durch den Abtransport des Wasserstoffs per Schiff entfällt zudem der Bedarf eines Anschlusses an die Gasinfrastruktur. Die Antragsberechtigten für die Nutzung dieser im Flächenentwicklungsplan als „Bereiche zur sonstigen Energiegewinnung“ festgelegten Standorte sollen in einer Ausschreibung vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ermittelt werden, deren Anforderungen in einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung definiert werden¹²³. Das Klimapakt Sofortprogramm 2022 sieht erste Flächenausschreibungen noch in den Jahren 2021/2022 und ferner eine Erhöhung der Förderung der Wasserstoffproduktion auf See bis voraussichtlich zum Jahr 2027 vor¹²⁴.

2. Strombezugskosten für Elektrolyse

Die Strombezugskosten sind ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff im Vergleich zu anderen Erzeugungsarten von Wasserstoff und zu anderen Energieträgern. Da diese zu großen Teilen nicht marktlich, sondern durch die SIP bestimmt werden, kann der Gesetzgeber durch entsprechende Regulierung (etwa durch Befreiung von einzelnen SIP) die Kosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Verhältnis zu den Kosten für konkurrierenden Wasserstoff fossilen Ursprungs oder sonstiger fossiler Energieträger steuern. Wie sogleich gezeigt wird, sind Elektrolyseure, welche grünen Wasserstoff erzeugen, bereits in weiten Teilen von den SIP befreit¹²⁵. Durch das Inkrafttreten der Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 wird dies aufgrund der Befreiung von der EEG-Umlage nach § 69b EEG 2021 für

ab dem Jahr 2022 zur Wasserstoffproduktion eingesetzten Strom noch weitgehender der Fall sein¹²⁶.

Neben diesen weitgehenden Befreiungsmöglichkeiten käme für eine weitere Erhöhung der Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff allerdings auch eine (stärkere) Internalisierung der durch fossile Energieträger verursachten Treibhausgasemissionen, etwa durch eine Erhöhung der Kohlendioxidbeimessung, in Betracht.

Ferner ist aber zu beachten, dass die komplexen Regelungen und zunehmend auch formelle Anforderungen, wie Mitteilungs- oder bestimmte Nachweispflichten, die Rechtsanwendung in der Praxis mit den administrierenden Behörden erschweren und so auch bei Vorliegen der tatbestandlichen Voraussetzungen für eine (Teil-)Befreiung dies nicht unbedingt vom Rechtsanwender umsetzbar ist. Für die Administration und damit Anträgen zur (Teil-)Befreiungen von der EEG-Umlage ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); für Anträge hinsichtlich der Stromsteuer das zuständige Hauptzollamt. Für Netzentgeltreduzierungen sind die jeweils zuständigen Netzbetreiber die Ansprechpartner.

a) Netzentgelte

Für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird, liegt eine zeitlich auf 20 Jahre befristete, vollständige Befreiung von den – je nach Netzgebiet unterschiedlich hohen – Netzentgelten für die Nutzung des Elektrizitätsversorgungsnetzes nach § 118 Abs. 6 S. 1 und S. 7 EnWG vor. Dies gilt jedoch nur, soweit die Anlage nach dem 31. Dezember 2008 errichtet und ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen worden ist. Ob darüber hinaus als weitere Voraussetzung für die Befreiung von den Netzentgelten der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden muss, das heißt ob der Strom

¹²² BT-Drs. 19/20429, S. 57.

¹²³ BT-Drs. 19/20429, S. 57.

¹²⁴ Klimapakt Sofortprogramm 2022 der Bundesregierung, Ziff. 4.1.2, S. 11.

¹²⁵ Vgl. hierzu auch die Übersicht unter www.strompreisbestandteile.de.

¹²⁶ Siehe zur Rechtsverordnung nach § 93 EEG 2021 oben C. I. 1. b).

rückverstromt bzw. darüber hinaus in (daselbe) Stromnetz zurückgespeist werden muss, konnte auch durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus (NABEG 2.0)¹²⁷ nicht endgültig geklärt werden¹²⁸.

Diese Frage ist jedoch von ganz erheblicher praktischer Bedeutung, da sie sämtliche Power-to-X-Konzepte umfasst, bei denen keine Rückverstromung vorgesehen ist – also etwa die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie oder im Wärmesektor.

b) Nebennetztentgelte

Hinsichtlich der Nebennetztentgelte fallen bei einem Strombezug des Elektrolyseurs aus dem öffentlichen Netz die § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV)¹²⁹-Umlage (im Jahr 2021 in Höhe von 0,432 ct/kWh¹³⁰), die Konzessionsabgabe (in individueller Höhe je nach Tarif¹³¹) und die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)¹³²-Umlage (im Jahr 2021 in Höhe von 0,011 ct/kWh¹³³) an. Von der Offshore-Netzumlage¹³⁴ ist der Strombezug nach § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG i. V. m. § 27b Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2020)¹³⁵ i. V. m. § 61l Abs. 1 S. 1

und S. 3 EEG 2021 hingegen vollständig befreit. Gleiches gilt für die KWKG-Umlage¹³⁶ nach § 27b KWKG 2020 i. V. m. § 61l Abs. 1 S. 1 und S. 3 EEG 2021, wenn für den Strom, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird, die KWKG-Umlage gezahlt wird.

c) EEG-Umlage

Um den Markthochlauf von Wasserstoff entsprechend der Nationalen Wasserstoffstrategie zu beschleunigen, wurde mit § 69b EEG 2021 eine vollständige Befreiungsmöglichkeit von der EEG-Umlage¹³⁷ für den zur Wasserstoffherzeugung eingesetzten Strom eingeführt, die jedoch gemäß § 105 Abs. 2 EEG 2021 unter dem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt steht¹³⁸. Hierzu wurde als Übergangslösung die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) nach §§ 64 ff. EEG 2021 ausgeweitet, sodass unter den in § 64a EEG 2021 genannten Voraussetzungen die EEG-Umlage auf 15 Prozent begrenzt wird¹³⁹. Die Reduzierung der EEG-Umlage für die Wasserstoffelektrolyse nach § 64a EEG 2021 wurde von der EU-Kommission zwischenzeitlich genehmigt¹⁴⁰, mit Ausnahme der Regelung zu den selbstständigen Unternehmensteilen¹⁴¹. Die Regelung zur Herstellung von grünem

¹²⁷ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

¹²⁸ Kirch, Erneuerbare Energien 2019, S. 28 (28 f.); Sieberg/Cesarano, Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft, RdE 2020, S. 230 (240); Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, S. 195 (197). Allerdings ist jedenfalls der Bundesrat wohl der Ansicht, dass eine Rückverstromung nicht (mehr) erforderlich ist. So begründet der Bundesrat einen Vorschlag für eine Regelung zur Erstattung von entgangenen Erlösen aufgrund von Freistellungen von Netzentgelten gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG damit, dass in Elektrolyseuren eingesetzter Strom auch dann von den Netzentgelten gemäß § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG freigestellt ist, wenn keine Rückverstromung erfolgt.

¹²⁹ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist.

¹³⁰ Siehe BNetzA, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/P/Par19_StromNEV_Umlage.html.

¹³¹ Siehe BNetzA, <https://bnnetze.de/downloads/markt-partner/lieferanten/lieferanten-strom/netzentgelte/2021/bnnetze-konzessionsabgabe-und-umlagen-strom-2021.pdf>.

¹³² Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹³³ Siehe BNetzA, <https://bnnetze.de/downloads/markt-partner/lieferanten/lieferanten-strom/netzentgelte/2021/bnnetze-konzessionsabgabe-und-umlagen-strom-2021.pdf>.

¹³⁴ Im Jahr 2021 in Höhe von 0,470 ct/kWh, siehe BNetzA, <https://bnnetze.de/downloads/markt-partner/lieferanten/lieferanten-strom/netzentgelte/2021/bnnetze-konzessionsabgabe-und-umlagen-strom-2021.pdf>.

¹³⁵ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 17 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

¹³⁶ Im Jahr 2021 in Höhe von 0,302 ct/kWh, siehe BNetzA, <https://bnnetze.de/downloads/markt-partner/lieferanten/lieferanten-strom/netzentgelte/2021/bnnetze-konzessionsabgabe-und-umlagen-strom-2021.pdf>.

¹³⁷ Von derzeit 6,50 ct/kWh.

¹³⁸ Im Einzelnen oben C. I. 1. b).

¹³⁹ Eine Übersicht zu den verschiedenen Regelungen zur Begrenzung der EEG-Umlage bietet Große/Lehner, Power-to-Gas: Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021, S. 55 ff. sowie Brahm/Arnold, Grüner Wasserstoff im EEG 2021 - Ein erster Schritt zur Integration von Wasserstoff in den Energiemarkt, REE 2021, S. 74 (76 ff.).

¹⁴⁰ State Aid SA.57779 (2020/N), C (2021) 2960final, Rn. 459 f.

¹⁴¹ State Aid SA.57779 (2020/N), C (2021) 2960final, Fn. 1.

Wasserstoff (§ 69b EEG 2021) ist hingegen noch nicht genehmigt.

Um die Befreiung nach § 64a EEG 2021 in Anspruch nehmen zu können, muss es sich zunächst um ein Unternehmen im Sinne der Nr. 78 Anlage 4 zum EEG 2021 handeln, also um einen „Hersteller von Industriegasen“. In diesem Zusammenhang wird teilweise vertreten, dass die Herstellung von Industriegasen nach WZ 2008, 20.11.0¹⁴² nur dann vorliegt, wenn der anschließende Transport des erzeugten Wasserstoffs nicht über Rohrleitungen stattfindet, da dies von den Positionen WZ 2008, 35.21 bzw. 49.50 erfasst sei¹⁴³. Nach dieser restriktiven Auslegung würden somit Elektrolyseure, die in eine Gasinfrastruktur einspeisen, nicht von der teilweisen Befreiung der EEG-Umlage nach § 64a EEG 2021 profitieren. Darüber hinaus muss bei den umfassten Unternehmen die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leisten, unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs¹⁴⁴. Zudem muss das Unternehmen ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem oder, sofern es im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 GW Strom verbraucht hat, ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nachweisen.

(Bisher) keine Voraussetzung der teilweisen Befreiung ist jedoch der Einsatz von *erneuerbarem* Strom. Wird jedoch grüner Wasserstoff hergestellt, kommt nach § 69b EEG 2021 auch eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage in Betracht. Eine Beschränkung, wonach eine Befreiung nur dann möglich ist, wenn das Unternehmen der Branche gemäß Nr. 78 der Anlage 4 zum EEG 2021 zuzuordnen ist, findet sich weder in § 69b EEG 2021 noch in den diese Regelung konkretisierenden §§ 12hff. EEG¹⁴⁵.

Wird der erzeugte grüne Wasserstoff (zu einem späteren Zeitpunkt) wieder zur Rückverstromung genutzt, besteht eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage für den Bezugsstrom im Übrigen bereits gemäß § 61l Abs. 1 S. 1 und S. 3, Abs. 2 EEG 2021.

Ferner existieren nach den §§ 61a ff. EEG 2021 verschiedene Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage im Rahmen von Eigenversorgungskonzepten, etwa wenn der Strom aus EE-Anlagen ohne Netznutzung verwendet wird.

d) Stromsteuer

Die Entnahme von Strom fällt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 Stromsteuergesetz (StromStG)¹⁴⁶ grundsätzlich unter die Stromsteuerpflicht. Der Steuersatz beträgt derzeit nach § 3 StromStG 20,50 Euro/MWh. Eine vollständige Befreiung besteht jedoch für die Entnahme von Strom durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Zudem sind Steuerbefreiungen nach § 9 Abs. 1 Nr. 3a und 3b StromStG für den Bezug von Strom aus Kleinanlagen (Anlagen kleiner 2 MW) möglich. Darüber hinaus kommt auch eine Befreiung gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG bei einer Entnahme von Strom, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, zum Selbstverbrauch durch Anlagen größer 2 MW in Betracht. Der Selbstverbrauch verlangt neben einem engen örtlichen Bezug auch eine Personenidentität zwischen dem Betreiber der EE-Anlage und dem Betreiber des Elektrolyseurs¹⁴⁷.

¹⁴² <https://www.klassifikationsserver.de/klassService/index.jsp?variant=wz2008&item=20110>.

¹⁴³ Ausführlich hierzu *Hampel/Flemming/Ertel*, Herstellung von Wasserstoff nach der EEG-Novelle 2021, RdE 2021, S. 125 (128 f.); vgl. auch *Große/Lehnert*, Power-to-Gas: Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021, S. 55 (58), wobei das BAFA eine Herstellung von Industriegasen nach WZ 2008, 20.11.0 in der Vergangenheit dann verneint habe, wenn das erzeugte Elementargas „zu energetischen Zwecken“ eingesetzt wird.

¹⁴⁴ Ob die EEG-Umlagenbefreiung auch bei der Herstellung von Wasserstoff-Derivaten greift, ist fraglich, da die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leisten muss.

¹⁴⁵ Vgl. hierzu im Einzelnen oben C. I. 1. b).

¹⁴⁶ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

¹⁴⁷ *Umlaut, EMCEL, BBH, Forschungszentrum Jülich*, H₂-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein, Gutachten, 2021, S. 159.

3. Wasserstoffherzeugung im Ausland und Import

Nach Ansicht der Bundesregierung wird der überwiegende Teil an grünem Wasserstoff mangels ausreichender nationaler Erzeugungskapazitäten künftig aus dem Ausland importiert werden müssen¹⁴⁸. Zur Stärkung solcher Importe von im Ausland produzierten Wasserstoffs hat die Bundesregierung unter Federführung des BMWi das Förderkonzept „H2Global“ ins Leben gerufen¹⁴⁹. In diesem Rahmen wurde am 14. Juni 2021 eine Stiftung des bürgerlichen Rechts gegründet¹⁵⁰, um langfristige und kostengünstige Abnahmeverträge für Wasserstoff, der ausschließlich mit Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt wurde, mit ausländischen Lieferpartnern über Auktionen zu schließen¹⁵¹. In Deutschland soll der Wasserstoff dann über jährliche Auktionen der Stiftung zum höchstmöglichen Preis weiterverkauft werden. Die Differenz zwischen An- und Verkaufswert soll über einen Fördermechanismus nach dem Prinzip der CcFD¹⁵² durch den Bund an die Stiftung ausgeglichen werden. Das detaillierte Konzept der Handelsstrukturen wird von der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) erarbeitet.

IV. Leitungsgebundener Transport, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff¹⁵³

Um grünen Wasserstoff von seiner Produktionsstätte zum Einsatzort transportieren zu können, bedarf es einer entsprechenden Gasinfrastruktur und gegebenenfalls Speicheroptionen. Im Folgenden werden im

Hinblick auf den leitungsgebundenen Transport¹⁵⁴ die Netzbedarfsplanung (1.), die Netzregulierung von Erdgasnetzen unter Beimischung von grünem Wasserstoff (2.) bzw. von reinen Wasserstoffnetzen (3.) sowie der Rechtsrahmen für die Wasserstoffspeicherung (4.) beleuchtet. Dabei werden die Gasnetze in Verteiler- und Fernleitungsnetze unterteilt, für die teilweise unterschiedliche Rechtsvorschriften bestehen; bei reinen Wasserstoffnetzen ist in der EnWG-Novelle eine Unterscheidung verschiedener Netzebenen hingegen nicht vorgesehen.

1. Netzbedarfsplanung

a) Bedarfsplanungsverfahren des EnWG

Für Betreiber von Gasversorgungsnetzen (§ 3 Nr. 20 EnWG) gilt gemäß § 11 Abs. 1 EnWG eine Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau. Mit dieser Pflicht hängen wiederum §§ 15a f. EnWG zusammen, die die Gasfernleitungsnetzbetreiber zu einer formalisierten Bedarfsplanung verpflichten, die mit der Erstellung eines mehrere Szenarien umfassenden Szenariorahmens eingeleitet wird und nach Bestätigung durch die BNetzA, der keine eigenständige planende Rolle zukommt, in die Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) mündet. Den Szenarien sind angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie seinem Austausch mit anderen Ländern zugrunde zu legen (§ 15a Abs. 1 Satz 4 EnWG). Der Transportbedarf wird anhand einer Kapazitätsbedarfsermittlung festgestellt, die wiederum durch die Netzzugangsregelungen (§§ 38, 39 GasNZV, NC CAM¹⁵⁵) sowie die Kooperationsvereinbarung Gas der deutschen Gasnetzbetreiber (KoV¹⁵⁶) geprägt wird. Im Verfahren erfolgen

¹⁴⁸ BMWi, Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 6.

¹⁴⁹ Siehe Näheres unter www.h2-global.de.

¹⁵⁰ BMWi, Pressemitteilung, <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/06/20210614-peter-altmaier-zu-markthochlauf-von-gruenem-wasserstoff.html>.

¹⁵¹ Vgl. hierzu bereits auch BT-Plenarprotokoll 19/205, S. 2804, Frage 9.

¹⁵² Siehe zu CcFD auch oben C. II. 1. b) bb).

¹⁵³ Der Rechtsrahmen für den Transport per Binnenschifffahrt, Lkw und Schiene wird in diesem Gutachten nicht untersucht.

¹⁵⁴ Denkbar ist daneben auch ein Wasserstofftransport per Wasser-, Schienen- oder Straßenverkehr.

¹⁵⁵ Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013.

¹⁵⁶ Derzeit die KoV XI vom 31.3.2020, die zum 01.10.2020 in Kraft getreten ist, https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Gasthemen/20200331_KoV_XI_LHT_clean_final.pdf.

mehrere Öffentlichkeitsbeteiligungen. Für Verteilernetzbetreiber besteht bislang kein gesetzlich formalisiertes Bedarfsplanungsverfahren.

Reine Wasserstoffnetze unterfallen grundsätzlich nicht dem Begriff des Gasversorgungsnetzes. Für das Fernleitungsnetz ergibt sich dies schon daraus, dass dieses per Definition (§ 3 Nr. 19 EnWG) auf den Transport von Erdgas beschränkt ist¹⁵⁷. Für das Verteilernetz ergibt sich dies aus dem Regelungszusammenhang: Dieses setzt das Vorliegen von „Gas“ (§ 3 Nr. 19a EnWG) voraus. Dessen Definition umfasst Wasserstoff – jedenfalls solchen, der im Wege der Wasserelektrolyse erzeugt worden ist¹⁵⁸ – aber wiederum nur, soweit dieser in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Damit ist ein reines Wasserstoffnetz nach der Vorstellung des Gesetzgebers ausgeschlossen.

Eine Ausnahme ergibt sich für solche Wasserstoffnetze, die Wasserstoff in Biogasqualität transportieren, da Biogas unabhängig von der Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz als Gas gemäß § 3 Nr. 19a EnWG gilt¹⁵⁹. Dies ist dann der Fall, wenn der Wasserstoff wasserelektrolytisch erzeugt wurde und der zur Elektrolyse eingesetzte Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energien stammt (§ 3 Nr. 10c EnWG). Letzteres ist jedenfalls dann der Fall, wenn der Anteil erneuerbaren Stroms mindestens 80 % beträgt¹⁶⁰.

In der Konsequenz unterfallen Betreiber von reinen Wasserstofftransportnetzen keinen formalisierten

Bedarfsplanungspflichten. Gasfernleitungsnetzbetreiber wiederum können Maßnahmen, die die Schaffung solcher Wasserstoffnetze betreffen, nicht in den Netzentwicklungsplan gemäß § 15a Abs. 1 EnWG aufnehmen, da Wasserstoffnetze nicht als Gegenstand der von den Gasfernleitungsnetzbetreibern zu besorgenden Netzplanung angesehen werden. Dies ist allerdings nicht unumstritten¹⁶¹. Die BNetzA hat deswegen mit Änderungsverlangen gemäß § 15a Abs. 3 Satz 5 EnWG vom 19. März 2021 die von den Fernleitungsnetzbetreibern beabsichtigte Aufnahme eines sog. „H2-Startnetzes“ von rund 1.200 km Länge abgelehnt und insoweit auf § 15a EnWG verwiesen¹⁶².

b) Aktuelle Entwicklungen

aa) Nationales Recht

Da der bisherige Rechtsrahmen für das Entstehen und den Betrieb von Wasserstofftransportnetzen nicht als ausreichend angesehen werden kann¹⁶³, wurde die Planung von Wasserstoffnetzen im Rahmen der jüngsten Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes auf eine eigenständige rechtliche Grundlage gestellt.

Die Neuregelung sieht eine separate Regulierung von Wasserstoffnetzen, die nun auch definiert werden (§ 3 Nr. 39a EnWG) vor, für die Wasserstoffnetzbetreiber optieren können (§ 28j Abs. 1 EnWG). Wird von dieser opt-in-Möglichkeit Gebrauch gemacht, kommt es zu einer Anwendung der Regulierungsvorgaben auf das gesamte Wasserstoffnetz des Betreibers¹⁶⁴. Ansonsten bleibt es bei den Vorschriften des

¹⁵⁷ So auch *Brodowski/Friebe*, Die Gaswirtschaft in der Energiewende – Perspektiven und Herausforderungen für Gasverteilernetzbetreiber, RdE 2020, S. 167 (168); *Grösch/Horstmann/Müller*, Leitungsgebundener Transport von Wasserstoff - Eine Bestandsaufnahme, RdE 2020, S. 174 (176); *Buchmüller*, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, S. 195 (200).

¹⁵⁸ Ausgeschlossen ist damit Wasserstoff, der mittels anderer Herstellungsverfahren (z. B. Dampfreformierung, Pyrolyse) erzeugt wurde.

¹⁵⁹ *Grösch/Horstmann/Müller*, Leitungsgebundener Transport von Wasserstoff - Eine Bestandsaufnahme, RdE 2020, S. 174 (176).

¹⁶⁰ BT-Drs. 17/6072, S. 50.

¹⁶¹ Eine andere Ansicht vertritt *Pielow* in einem Rechtsgutachten für die Vereinigung der FNB-Gas: *Pielow*, Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht, März 2021, <https://www.fnb->

[gas.de/media/fnb_gas_positionspapier_gesetzesentwurf_enwg_zur_h2-regulierung_2.pdf](https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_positionspapier_gesetzesentwurf_enwg_zur_h2-regulierung_2.pdf).

¹⁶² *BNetzA*, Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Az. 8615-NEP Gas 2020 - 2030, 19.03.2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1, S. 34.

¹⁶³ Vgl. auch *Grösch/Horstmann/Müller*, Leitungsgebundener Transport von Wasserstoff - Eine Bestandsaufnahme, RdE 2020, S. 174 (176). Zu den einzelnen Regelungsbedarfen siehe *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben?, EnWZ 2021, S. 195 (196 ff.).

¹⁶⁴ *Frizen/Schwind*, Under Construction – Das geplante Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze ER 2021, S. 100 (103).

allgemeinen Kartellrechts (insb. §§ 18 ff. des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)¹⁶⁵)¹⁶⁶.

Eine Eingrenzung des Wasserstoffs nach der sog. „Farbenlehre“¹⁶⁷ findet ebenso wenig statt wie eine Trennung von Transport- und Verteilernetzebene. § 28n Abs. 1 EnWG sieht einen verhandelten Netzzugang Dritter auf Grundlage von angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen vor.

§ 28p EnWG sieht für Wasserstoffnetzinfrastrukturen eine Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit vor, die einen zwischen Netznutzer und Netzbetreiber abgestimmten Realisierungsfahrplan zur Grundlage hat. Die Entscheidung der BNetzA umfasst gemäß § 28p Abs. 2 Satz 2 EnWG auch die Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Infrastruktur, was für die Planrechtfertigung im Rahmen der Planfeststellung (§§ 43 ff. EnWG) ausschlaggebend ist¹⁶⁸. Die Bejahung der Bedarfsgerechtigkeit ist ferner die Grundlage für den Ansatz der insoweit entstehenden Kosten bei der Netzentgeltberechnung (§ 28o Abs. 1 Satz 4 EnWG).

Nach § 28q EnWG ist durch Wasserstoffnetzbetreiber, die für die Regulierung optiert haben, und Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam in jedem geraden Kalenderjahr erstmals drei Monate nach Vorlage des Netzentwicklungsplans Gas im Jahr 2022, spätestens aber zum 1. September 2022, ein gemeinsamer Bericht zum aktuellen Ausbauzustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung eines künftigen Wasserstoffnetzentwicklungsplans mit Planungshorizont 2035 vorzulegen. Der auch mit der aktuellen Novellierung verfolgte Ansatz einer sektoralen Regulierung des

Wasserstoffsektors bildet die energietechnische und -politische Realität vor der Energiewende ab¹⁶⁹. In Fachkreisen werden seit längerem mögliche Ansätze diskutiert, um die Planung der Infrastrukturen deutlich mehr miteinander abzustimmen. Der Markthochlauf von Wasserstoff soll aber gerade aufgrund dessen vielseitiger Verwendbarkeit erheblich an Bedeutung gewinnen. Deswegen könnte eine Systementwicklungsplanung vor allem an dieser Stelle relevant werden und ein alle Sektoren – und auch den bis dato nicht regulierten Wärmesektor – integrierender Bedarfsplanungsschritt mittelfristig an Bedeutung gewinnen.

Hierzu zählt die Idee, alle Sektoren und Ebenen der Energieinfrastrukturen in einem sog. Systementwicklungsplan (SEP) aufeinander abzustimmen¹⁷⁰. Diese soll aber nicht als integrierte Planung die bestehenden sektoralen Planungsverfahren ersetzen, sondern diesen Planungen vorgeschaltet werden¹⁷¹.

bb) Unionsrecht

Auf EU-Ebene soll die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur bzw. generell die Planung von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen integriert erfolgen. Die EU-Kommission hat in ihrem Vorschlag für die Reform der TEN-E-Verordnung entsprechende Vorgaben gemacht, nach denen die Übertragungsnetzbetreiber in den Zehnjahresnetzentwicklungsplänen eben jene Integrationsaspekte zu berücksichtigen und insbesondere Interessenträger aus dem Bereich Wasserstoff zu konsultieren haben (vgl. Art. 11 ff. TEN-E-VO-E). Es bleibt abzuwarten, ob sich hier im

¹⁶⁵ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 5 Absatz 3 des Gesetzes vom 09. März 2021 (BGBl. I S. 327) geändert worden ist.

¹⁶⁶ So auch die Begründung zur Novelle des EnWG vom 10.02.2021, BR-Drs. 165/21, S. 136.

¹⁶⁷ Siehe *BMBF*, Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre, 10.06.2020, <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html>; *Hornig/Kalis*, Wasserstoff – Farbenlehre – Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie, Dezember 2020, https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf.

¹⁶⁸ Vgl. zu § 12e EnWG: *Posser*, in: *Kment*, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 12e Rn. 35.

¹⁶⁹ Kritisch zu dieser sektoralen Regulierung etwa: *FNB Gas*, Stellungnahme zum RefE-EnWG, 27.01.2021, https://www.fnb-gas.de/media/2021_01_27_fnb_gas_stellungnahme_zum_refe_zur_regulierung_von_wasserstoffnetzen.pdf, S. 2.

¹⁷⁰ Siehe *Dena*, Zwischenbericht: Der Systementwicklungsplan, Dezember 2020, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-ZWISCHENBERICHT_Der_Systementwicklungsplan.pdf.

¹⁷¹ *Dena*, Zwischenbericht: Der Systementwicklungsplan, Dezember 2020, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-ZWISCHENBERICHT_Der_Systementwicklungsplan.pdf, S. 17.

Gesetzgebungsverfahren noch Konkretisierungen ergeben oder ob es bei der relativ großen Freiheit der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung dieser Pläne bleibt.

Grundsätzlich werden im TEN-E-Verordnungs-Entwurf bestimmte Wasserstoffinfrastrukturvorhaben als „Projekte von gemeinsamem europäischen Interesse“ definiert. Dabei handelt es sich um Projekte für die Wasserstoffinfrastruktur (sowohl neue als auch die Umrüstung von Gasinfrastruktur), die in bestimmten „vorrangigen Korridoren“ (vgl. Anhang I TEN-E-V-E) liegen und bestimmte Kriterien erfüllen (worunter insbesondere fällt, dass es sich um grenzüberschreitende Vorhaben handelt). Der TEN-E-Verordnungs-Entwurf sieht dann für jene Projekte bestimmte Regelungen vor, die insbesondere die Genehmigungsverfahren erleichtern sollen. Darüber hinaus ist ggf. eine (Co-)Finanzierung über Connecting Europe Fazilität möglich (vgl. Art. 18 TEN-E-VO-E).

2. Netzregulierung von Erdgasnetzen unter Beimischung von grünem Wasserstoff

Wird in ein bestehendes Erdgasnetz grüner Wasserstoff beigemischt, unterliegt die Netzregulierung im Wesentlichen den Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes für Gasversorgungsnetze, jedoch gelten einige Besonderheiten.

a) Anwendbarkeit des EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz regelt gemäß § 1 Abs. 1 die Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas. Unter dem Begriff „Gas“ sind nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 19a EnWG – wie bereits festgestellt – neben Erdgas, Biogas und Flüssiggas auch wasserelektrolytisch hergestellter Wasserstoff sowie synthetisch erzeugtes Methan zu verstehen. Für beide letztgenannten

Stoffe ist Voraussetzung, dass sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden. Damit wird elektrolytisch hergestellter Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan normativ Erdgas gleichgestellt, soweit die Gase in das Erdgasnetz eingespeist werden¹⁷². Somit findet das Regulierungsrecht des Energiewirtschaftsgesetzes auch dann Anwendung, wenn elektrolytisch hergestellter Wasserstoff (oder Methan) in Erdgas-Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen beigemischt wird.

b) Entflechtung des Netzbetriebs

Aufgrund der Anwendbarkeit des Energiewirtschaftsgesetzes im Falle der Beimischung von grünem Wasserstoff in das Gasnetz finden die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen Anwendung. Gemäß dieser Entflechtungsvorgaben, die der Umsetzung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie dienen, ist der Netzbetrieb von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung zu trennen. Dies betrifft die buchhalterische, informatorische, organisatorische, (gesellschafts-)rechtliche sowie eigentumsrechtliche Entflechtung, wobei für den Fernleitungsnetzbetrieb teils deutlich strengere Vorgaben als für den Verteilernetzbetrieb bestehen¹⁷³. Dabei gelten die Entflechtungsvorschriften sektorübergreifend im Gas- und Elektrizitätsbereich und erfassen über den Wortlaut hinaus auch den Betrieb eines Elektrolyseurs¹⁷⁴.

Dies bedeutet zum einen, dass vertikal integrierte Gasnetzbetreiber nicht auch zeitgleich als Erzeuger oder Vertrieber von Energie auf dem Gasmarkt tätig sein dürfen, also grundsätzlich der Betrieb eines Elektrolyseurs durch Netzbetreiber untersagt ist¹⁷⁵. Ob im Falle eines systemdienlichen Einsatzes von Power-to-Gas-Anlagen zur Stabilisierung des Stromnetzes Ausnahmen von den strengen Entflechtungsvorgaben bestehen, ist in der Literatur umstritten¹⁷⁶.

¹⁷² *Borning*, Wasserstoff - Der Schlüssel für die Energiewende wartet auf die passende Regulierung, ER 2020, S. 108 (111).

¹⁷³ *Knauff*, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019, § 6 Rn. 8.

¹⁷⁴ *Borning*, Wasserstoff - Der Schlüssel für die Energiewende wartet auf die passende Regulierung, ER 2020, S. 108 (112).

¹⁷⁵ *Borning*, Wasserstoff – Der Schlüssel für die Energiewende wartet auf die passende Regulierung, ER 2020, S. 108 (112).

¹⁷⁶ *Schäfer-Stradowsky/Boldt*, „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart, ZUR 2015, S. 451 (453 f.); *Ahnis/Bollmann*, Marktchancen für erneuerbare Gase – Netzbetreiber als Betreiber „netzdienlicher“ Power-to-Gas-Anlagen, IR 2019, S. 173 (174 ff.); *Sieberg/Cesarano*,

Zum anderen betreffen die Unbundling-Vorgaben auch den Betrieb von Speicheranlagen (§ 3 Nr. 31 EnWG) durch vertikal integrierte Gasnetzbetreiber, sofern die Anlagen nicht Teil des Gasversorgungsnetzes i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG sind. Dies ergibt sich aus der richtlinienkonformen Auslegung des Art. 43 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Elt-RL)¹⁷⁷, wonach Tätigkeiten im Gasbereich mit den Tätigkeiten im Elektrizitätsbereich gleichzustellen sind und die Entflechtungsregelungen auch für Gasnetzbetreiber gelten, die zugleich mittels Wasserstoff elektrischen Strom erzeugen¹⁷⁸. So gelten für Betreiber von Speicheranlagen, die Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind und zu denen der Zugang technisch und wirtschaftlich für einen effizienten Netzzugang zur Belieferung von Kunden erforderlich ist, die Vorschriften über die rechtliche und operationelle Entflechtung von Verteilernetzbetreibern entsprechend (§ 7b EnWG).

Allerdings hat die EU-Kommission für Ende 2021 eine Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie angekündigt, im Rahmen derer nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen ist, dass die bestehenden Regelungen an die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff angepasst werden sollen. Entsprechende Änderungen u. a. was Eigentum und Betrieb von Elektrolyseuren betrifft wären dann auch im nationalen Recht nachzuvollziehen¹⁷⁹.

c) Entgelte und Abgaben für den Wasserstofftransport

Für den Transport von grünem Wasserstoff fallen staatlich induzierte oder regulierte Entgelte und Abgaben an, wodurch sich

auch hier – wie bei den Strombezugskosten – eine gewisse Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff zu fossilen Alternativen regulatorisch steuern lässt.

Für die Nutzung des Gasversorgungsnetzes können die Betreiber Entgelte für den Netzzugang gemäß § 20 EnWG i. V. m. §§ 3 ff. Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)¹⁸⁰ verlangen. Anders als im Strombereich bestehen diese aufgrund des Entry-Exit-Systems aus Ein- und Ausspeiseentgelten¹⁸¹. Allerdings sind – unabhängig von der Gasart – für die Einspeisung von Gas in das örtliche *Verteilernetz* keine Netzentgelte zu entrichten (§ 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV). Darüber hinaus sind gemäß § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz¹⁸² befreit, an das sie angeschlossen sind. Somit fallen in der Regel allein Ausspeiseentgelte für elektrolytisch hergestellten Wasserstoff an.

Zudem fallen am Ausspeisepunkt gemäß § 15 Abs. 7 GasNEV Entgelte für den Messstellenbetrieb, für die Messung und für die Abrechnung an. Die zu zahlende Konzessionsabgabe bemisst sich nach § 48 Abs. 1 und 3 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2, § 4 der Konzessionsabgabenverordnung (KAV)¹⁸³.

d) Biogas-Sondervorschriften

Erfüllt der in die Gasnetze beigemischte grüne Wasserstoff die Definition von „Biogas“ in § 3 Nr. 10c EnWG¹⁸⁴, gelten für ihn die (privilegierenden) Sonderregelungen für Biogas in der auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes erlassenen Rechtsverordnungen Gasnetzentgeltverordnung

Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft, RdE 2020, S. 230 (238); *Borning*, Wasserstoff - Der Schlüssel für die Energiewende wartet auf die passende Regulierung, ER 2020, S. 108 (113); *Fischer*, Netzbetreiber und Wasserstoff – Regulatorische Grenzen durch Unbundling?, EnWZ 2019, S. 449 (450 f.); *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 28.

¹⁷⁷ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

¹⁷⁸ *Sieberg/Cesarano*, Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft, RdE 2020, S. 230 (239).

¹⁷⁹ So hatte die EU etwa im Rahmen der Strombinnenmarkt-Richtlinie zwar eine generelle Entflechtung für den Betrieb von Speichern eingeführt, was ähnliche

Entwicklungen für Wasserstoff nahelegt. Ob und wie diese aussehen werden, ist derzeit aber nicht absehbar.

¹⁸⁰ Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

¹⁸¹ *Lietz*, Rechtlicher Rahmen für die Power-to-Gas-Stromspeicherung, 2017, S. 291.

¹⁸² Dies umfasst sowohl die Fernleitungs- als auch die Verteilernetze.

¹⁸³ Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

¹⁸⁴ Siehe dazu oben C. I. 1. a).

und Gasnetzzugangsverordnung. So gilt gemäß § 36 Abs. 1 GasNZV in Verbindung mit den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007) zur Sicherung der Netzkompatibilität eine maximale Einspeisequote von zwei Prozent für Biogas. Aufgrund des statischen Verweises der Gasnetzzugangsverordnung auf die entsprechenden Arbeitsblätter mit Stand 2007 müssen die höheren Beimischungsquoten, welche in späteren Arbeitsblättern festgelegt wurden, unberücksichtigt bleiben¹⁸⁵. Zur Erhöhung der Beimischungsquote von grünem Wasserstoff könnte daher eine Anpassung des § 36 GasNZV angedacht werden¹⁸⁶.

Zudem finden für grünen Wasserstoff die Biogas-Privilegien des Einspeisevorrangs und des vorrangigen Netzanschlusses Anwendung (§§ 33, 34 GasNZV), wobei die Kosten für den Netzanschluss in Abweichung zur Regelung des § 17 Abs. 1 EnWG zu 75 Prozent vom Netzbetreiber zu tragen sind. Auch erhalten Transportkunden von Biogas gemäß § 20a GasNEV vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar Biogas einspeisen, ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007 Euro/kWh eingespeisten Biogases – allerdings zeitlich befristet auf zehn Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses (sog. „vermiedenes Netzentgelt“). Darüber hinaus darf der Netzbetreiber gemäß § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV keine Entgelte

für die Einspeisung von Biogas ins Fernleitungsnetz erheben¹⁸⁷.

Die Bilanzierung von Biogas erfolgt in einem erweiterten Bilanzausgleich gemäß §§ 22 ff. EnWG i. V. m. § 35 GasNZV. Durch die abweichenden Regelungen hinsichtlich des Bilanzierungszeitraums und der Bilanzkreisabrechnung werden die Biogasbilanzkreise privilegiert¹⁸⁸. Diese Sonderregelung in § 35 GasNZV bleibt durch die Festlegung der BNetzA zur Bilanzierung Gas (GaBi Gas 2.0) unberührt¹⁸⁹, welche der Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen¹⁹⁰ dient.

e) Baukostenzuschuss

Unter Baukostenzuschüssen werden einmalige, im Rahmen der Anschlusserrichtung an den Netzbetreiber zu entrichtende Zahlungen für den Ausbau des allgemeinen Netzes verstanden¹⁹¹. Ausdrücklich geregelt sind Baukostenzuschüsse auf Niederdruckebene in § 11 Niederdruckanschlussverordnung (NDAV)¹⁹². Die Erhebung erfolgt aber auf privatautonomer Grundlage, sodass § 11 NDAV keine gesetzliche Anspruchsgrundlage¹⁹³, sondern eine regulatorische Einschränkung des im Grundsatz frei vereinbarten Zahlungsanspruchs des Netzbetreibers darstellt¹⁹⁴. Konsequenterweise sind Baukostenzuschüsse auch auf höheren Druckebenen möglich¹⁹⁵, dann ohne die Einschränkungen des § 11 NDAV¹⁹⁶.

¹⁸⁵ Kalis, Rechtsrahmen für ein H₂-Teilnetz, IKEM, 2019, S. 24; Fischer, Netzbetreiber und Wasserstoff – Regulatorische Grenzen durch Unbundling?, EnWZ 2019, S. 449 (450 f.); BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 28.

¹⁸⁶ DVGW, H₂ VOR ORT, Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen, Stand November 2020, S. 11f.; Brodowski/Friebe, Die Gaswirtschaft in der Energiewende – Perspektiven und Herausforderungen für Gasverteilnetzbetreiber, RdE 2020, S. 167 (170).

¹⁸⁷ Eine Entgeltbefreiung für die Wasserstoffeinspeisung sowohl in das Verteilnetz als auch in das Fernleitungsnetz regelt bereits § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG, siehe oben C. IV. 2. c).

¹⁸⁸ Vgl. hierzu eingehend Ahnis/Kriener, Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (122).

¹⁸⁹ BNetzA, BK7-14-020, Beschluss v. 19.12.2014, Tenor zu 12. und S. 147, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/BK7-14-0020/BK7-14-0020_Beschluss_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

¹⁹⁰ Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen.

¹⁹¹ BNetzA, Themenseite Baukostenzuschüsse, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/start.html.

¹⁹² Niederdruckanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477, 2485), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist¹⁹³.

¹⁹³ So aber Blumenthal-Barby/Hartmann, Erhebung von Baukostenzuschüssen im Bereich Strom, EnWZ 2013, S. 108.

¹⁹⁴ de Wyl/Eder/Hartmann, Praxiskommentar Netzanschluss und Grundversorgung, 2016, § 11 N(D)AV, Rn. 13.

¹⁹⁵ Hartmann, in: Theobald/Kühling, EnergieR, § 17 EnWG, Rn. 98.

¹⁹⁶ Hartmann, in: Theobald/Kühling, EnergieR, § 17 EnWG, Rn. 100. Allerdings wird § 11 NAV als gesetzgeberisches Leitbild bei der AGB-Inhaltskontrolle nach §§ 307 ff. BGB angesehen, vgl. Rosch/Hartmann/van der Velden, Streit um BKZ in höheren Spannungsebenen (Teil 1), IR 2010, S. 170 (171).

Die Niederdruckanschlussverordnung ist nur auf den Anschlussanspruch zu Gasversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung anwendbar (§ 1 Abs. 1 NDAV) und umfasst insoweit zwar keine reinen Wasserstoffnetze, aber Erdgasnetze, in die grüner Wasserstoff eingespeist worden ist¹⁹⁷.

Baukostenzuschüsse sind nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 GasNEV netzkostenmindernd zu berücksichtigen und kommen so der Gesamtheit der Gaskunden in Form niedrigerer Netzentgelte zugute¹⁹⁸. Allerdings kommt ihnen, da die Refinanzierung der Kosten des Netzausbaus nur noch anhand der Netzentgelte erfolgen soll, vor allem eine Lenkungsfunktion zu: Der Anschlusspetent soll aufgrund der leistungsbezogenen Kalkulation dazu angehalten werden, keine überdimensionierte Anschlusskapazität zu verlangen¹⁹⁹.

Wichtig ist, dass nach dem gesetzlichen Leitbild in § 11 NAV Einspeiser – und damit auch die Einspeisung zur Beimischung von Wasserstoff – nicht zu Baukostenzuschüssen herangezogen werden können²⁰⁰. Denn die Erhebung knüpft an die Person des Anschlussnehmers (§ 1 Abs. 2 NDAV) an, die wiederum auf § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG und damit auf den Letztverbraucher verweist.

3. Netzregulierung von reinen Wasserstoffnetzen

Die aufgezeigte Netzregulierung von Erdgasnetzen unter Beimischung von

Wasserstoff nach dem Energiewirtschaftsgesetz kann nicht auf den Rechtsrahmen bezüglich der Netzregulierung von reinen Wasserstoffnetzen übertragen werden, da das geltende Energiewirtschaftsgesetz hierfür keine Anwendung findet. Vielmehr wurde im Rahmen der EnWG-Novelle für reine Wasserstoffnetze ein eigener (freiwilliger) Regulierungsrahmen geschaffen (opt-in Möglichkeit)²⁰¹.

a) Neuerdings Anwendbarkeit des Energiewirtschaftsgesetzes

Vor der Novellierung fand das Energiewirtschaftsgesetz für reine Wasserstoffnetze keine Anwendung – Ausnahme: ein reines „Biogas-Wasserstoffverteilernetz“²⁰². Somit bestand bis auf diese Ausnahme kein Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze. Daraus folgte beim Wasserstoffnetzbetrieb auch eine Ungleichbehandlung zwischen der Verteil- und Fernleitungsnetzebene²⁰³.

Mit der EnWG-Novelle wurden neue Regelungen für die Netzregulierung von reinen Wasserstoffnetzen eingeführt. Dabei sieht Abschnitt 3b (§§ 28j ff. EnWG) eine freiwillige Regulierung als Übergangslösung vor, bis europäische Vorgaben erlassen werden²⁰⁴. Sofern Betreiber von

¹⁹⁷ Für reine Wasserstoffnetze müssten Baukostenzuschüsse angesichts der fehlenden Regulierung umso eher erhoben werden können, und zwar auch nach Inkrafttreten der aktuell diskutierten Novellierung des EnWG, da diese einen nur verhandelten Netzzugang im Gegensatz zum regulierten Netzzugang im Gasbereich vorsieht.

¹⁹⁸ *de Wyl/Eder/Hartmann*, Praxiskommentar Netzzugang und Grundversorgung, 2016, § 11 N(D)AV Rn. 1.

¹⁹⁹ *Gerstner*, in: *Kment*, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17 EnWG Rn. 37; *BNetzA*, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzzugänge im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung (BK6 p-06-003), 05.01.2009, Ziff. 2.1 c).

²⁰⁰ *Rosch/Hartmann/van der Velden*, Streit um BKZ in höheren Spannungsebenen (Teil 1), IR 2010, S. 170, 171.

²⁰¹ „Wasserstoffnetz“ wurde dabei in § 3 Nr. 39a EnWG erstmals definiert als „ein Netz zur Versorgung von Kunden ausschließlich mit Wasserstoff, das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt

ist, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht, dabei umfasst es unabhängig vom Durchmesser Wasserstoffleitungen zum Transport von Wasserstoff nebst alle dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Entspannungs-, Regel- und Messanlagen sowie Leitungen oder Leitungssysteme zur Optimierung des Wasserstoffbezugs und der Wasserstoffdarbietung“.

²⁰² Siehe dazu auch oben C. IV. 1 a).

²⁰³ *Baumgart et al.*, Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, RdE 2021, S. 135 (137).

²⁰⁴ So auch die Gesetzesbegründung: BT-Drs. 19/27453, S. 118. Allerdings wird die Bundesregierung durch die Bundestagsabgeordneten *Helfrich* und *Rimkus* aufgefordert, „auf europäischer Ebene eine Änderung der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie, der Erdgasfernleitungsnetz Zugangsverordnung und der Fernleitungsentgeltstrukturverordnung maßgeblich voranzutreiben, um eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes zu ermöglichen.“

Wasserstoffnetzen²⁰⁵ im Rahmen ihres Wahlrechts gemäß § 28 Abs. 3 EnWG gegenüber der BNetzA erklären, dass ihre Wasserstoffnetze der Regulierung unterfallen sollen, sollen für sie – in Bezug auf ihr gesamtes Wasserstoffnetz²⁰⁶ – die im Folgenden dargestellten Vorschriften der §§ 28k-28q EnWG gelten. Unterwerfen sich die Netzbetreiber hingegen nicht der freiwilligen Regulierung nach dem Gesetzentwurf, so finden die allgemeinen Vorschriften, insbesondere die des Wettbewerbs- und Kartellrechts (u. a. §§ 18 ff. GWB Anwendung²⁰⁷.

b) Anschluss und Zugang zu reinen Wasserstoffnetzen

Die EnWG-Novelle befasst sich unter anderem mit dem Netzanschluss und dem Zugang zu reinen Wasserstoffnetzen, die der Regulierung unterliegen. So regelt nunmehr § 28n EnWG, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen Dritten den Anschluss und den Zugang zu ihren Wasserstoffnetzen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren haben. Der verhandelte Netzzugang darf durch den Netzbetreiber nur verweigert werden, soweit ihm nachweislich der Anschluss oder der Zugang aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist²⁰⁸. Der verhandelte Netzzugang stellt nach hier vertretener Auffassung eine Übergangslösung dar, perspektivisch ist mit dem Markthochlauf demnach die Einführung eines regulierten Netzzuganges zu erwarten²⁰⁹.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes wurden keine den Biogas-Privilegien entsprechenden Sonderregelungen für grünen Wasserstoff hinsichtlich eines vorrangigen Netzanschlusses und Drittzugangs sowie hinsichtlich des Entgeltes und einer Bilanzierungserleichterung

eingeführt. Zur Förderung des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff könnte es aus regulatorischer Sicht empfehlenswert sein, jedenfalls Teile der privilegierenden Regelungen (etwa vorrangiger Netzanschluss sowie Einspeisevorrang) auch für reine Wasserstoffnetze zu übernehmen²¹⁰.

c) Entflechtung des Netzbetriebs

Im Hinblick auf die Entflechtung des Netzbetriebs von reinen Wasserstoffnetzen gilt, dass weder das bisherige noch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz einem gleichzeitigen Betrieb eines Erdgas- und eines Wasserstoffnetzes durch dasselbe Unternehmen entgegenstehen²¹¹.

Etwas anderes gilt jedoch im Hinblick auf die Entflechtung des Wasserstoffnetzbetriebs von der Elektrolyse bzw. dem Speichervorgang. Zwar sind die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG mangels Anwendbarkeit des Energiewirtschaftsgesetzes derzeit nicht zu berücksichtigen. Allerdings sieht der neue § 28m EnWG im Falle der freiwilligen Regulierungsunterwerfung vor, dass

„die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Wasserstofferzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffvertrieb sicherzustellen [ist]. Betreibern von Wasserstoffnetzen ist es nicht gestattet, Eigentum an Anlagen zur Wasserstofferzeugung, zur Wasserstoffspeicherung oder zum Wasserstoffvertrieb zu halten oder diese zu errichten oder zu betreiben.“

d) Entgelte und Abgaben für den Wasserstofftransport

Die anfallenden Entgelte, Abgaben und Steuern für den Transport von grünem Wasserstoff in reinen Wasserstoffnetzen unterscheiden sich von denen oben

²⁰⁵ Diese werden mit der EnWG-Novelle erstmals definiert als „natürliche oder juristische Personen, die die Aufgabe des Transports von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes“ (§ 3 Nr. 10b EnWG).

²⁰⁶ Frizen/Schwind, Under Construction – Das geplante Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze, ER 2021, S. 100 (103).

²⁰⁷ Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, S. 195 (201).

²⁰⁸ BT-Drs. 19/27452, S. 118.

²⁰⁹ Frizen/Schwind, Under Construction – Das geplante Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze, ER 2021, S. 100 (104).

²¹⁰ So auch erste Überlegungen der BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 71 f.

²¹¹ Dobler/Wolf, Versorgungswirtschaft 2020, S. 293 (294); BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 28.

skizzierten Kosten für den Wasserstofftransport in Erdgasnetzen.

Da §§ 20, 118 EnWG i. V. m. den Vorschriften der Gasnetzentgeltverordnung keine Regelungen für reine Wasserstoffnetze enthalten, bestanden bislang keine energierechtlichen Vorschriften zu regulierten bzw. verhandelten Entgelten für den Zugang zu einem Wasserstoffnetz. Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes wird jedoch im Fall einer freiwilligen Regulierungsunterwerfung durch den Netzbetreiber die Erhebung von Entgelten für den verhandelten Netzzugang nach § 28 EnWG möglich. In diesem Zusammenhang sind die Betreiber von Wasserstoffnetzen gemäß § 28 Abs. 3 Nr. 1 EnWG verpflichtet, die Entgelte im Rahmen der geltenden Geschäftsbedingungen für den Netzzugang auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Sofern die Netzbetreiber keine Erklärung zur freiwilligen Netzregulierung abgegeben haben, können sie ihre Netzentgelte frei – im Rahmen der allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften – festlegen.

Sollte der Aufbau und Betrieb der Wasserstoffnetze durch die Gasfernleitungsnetzbetreiber erfolgen, wird die Frage nach dem Modus der Finanzierung – gemeinsam oder getrennt – besonders virulent. Es stellt sich die Frage, ob eine gemeinsame und für Gaskunden und Wasserstoffkunden einheitlich geltende Erlösobergrenze (EOG) angewendet werden soll.

Die gemeinsame Erlösobergrenze würde dazu führen, dass die Wasserstoffnetzkunden den Wasserstoffnetzaufbau nicht vollständig selbst finanzieren müssten, was sich vorteilhaft auf die Möglichkeit eines Marktzutritts auswirken könnte²¹². Allerdings spricht vieles dafür, dass eine gemeinsame Finanzierung im Widerspruch zum Unionsrecht steht: Art. 7 lit. c) des Networkcode Tariff (VO (EU) 2017/460²¹³ – NC TAR) schreibt für die Referenzpreismethode vor, dass eine unzulässige Quersubventionierung zu verhindern ist. Wenn auch

angesichts des Verbots allein der „unzulässigen“ Quersubventionierung ein Interpretationsspielraum damit eröffnet ist²¹⁴, basiert und verweist Art. 7 lit. c) NC TAR auf Art. 13 der Gasfernleitungsverordnung. Die Gasfernleitungsverordnung ist aber nach weit verbreiteter Auffassung schon gar nicht auf reine Wasserstoffnetze anwendbar, sodass ohnehin eine entgeltregulatorische Abgrenzung von Fernleitungsnetz- und Wasserstoffnetzbetrieb notwendig wäre²¹⁵.

Hinsichtlich der Zahlung von Konzessionsabgaben für Wegenutzungsrechte von reinen Wasserstoffnetzen findet gemäß § 113a Abs. 2 S. 2 EnWG die Konzessionsabgabenverordnung auch für umgewidmete Erdgasleitungen Anwendung mit der Maßgabe, dass die Höchstbeträge für Konzessionsabgaben bei Gas entsprechend anzuwenden sind.

Für neu gebaute reine Wasserstoffleitungen gilt nunmehr ebenso eine Pflicht zur Zahlung von Konzessionsabgaben. Die Vorschriften über Wegenutzungsrechte und Konzessionsabgaben (§§ 46 ff., insbesondere § 48 EnWG) sind gemäß § 28j EnWG auf Errichtung, Betrieb und Änderung von Wasserstoffnetzen anwendbar, und zwar ohne, dass dies von der opt-In-Erklärung des Wasserstoffnetzbetreibers abhängt. § 1 Abs. 2 KAV definiert Konzessionsabgaben zwar bislang als Entgelte bezogen auf Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas dienen. § 48 EnWG trifft eine solche Eingrenzung allerdings nicht und spricht von der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie. Der letztgenannte Begriff wurde durch den novellierten § 3 Nr. 14 EnWG um Wasserstoff erweitert. Eine generelle Nichtanwendung des Konzessionsabgabenrechts, wie sie aufgrund der Definition in § 1 Abs. 2 KAV auf den ersten Blick plausibel erscheint, würde wegen der weiten Fassung des § 48 Abs. 1 EnWG gegen die

²¹² Baumgart et al., Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, RdE 2021, S. 135 (139).

²¹³ Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (ABl. L 72/29).

²¹⁴ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 77.

²¹⁵ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen, Bestandsaufnahme, 2020, S. 25, 79 f.; Baumgart et al., Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, RdE 2021, S. 135 (137). Eine andere Ansicht vertritt Pielow, Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht, März 2021, https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_positionspapier_gesetzesentwurf_enwg_zur_h2-regulierung_2.pdf.

Normenhierarchie verstoßen, sodass Betreiber von Wasserstoffnetzen unter den weiteren Voraussetzungen des § 48 Abs. 1, Abs. 3 i. V. m. § 46 Abs. 1 EnWG grundsätzlich konzessionsabgabepflichtig sind. Ob die Konzessionsabgabenverordnung an dieser Stelle analog auf Wasserstoff angewandt werden kann, erscheint zweifelhaft. Zur Schaffung von Rechtssicherheit ist an dieser Stelle eine Anpassung der Konzessionsabgabenverordnung zu erwägen.

e) Gaskonzessionen bei umgewidmeten Erdgasleitungen

Werden Erdgasnetze in reine Wasserstoffnetze umgewidmet, stellt sich die Frage, welche Auswirkungen dies auf die Gaskonzessionen und Wegenutzungsrechte nach § 46 EnWG hat. Um Rechtsunsicherheiten auszuräumen, ob sich die privatrechtlichen Gestattungsverträge auch auf Wasserstoffleitungen erstrecken, und die Fortgeltung der bestehenden Grundstücksrechte zu sichern, wird nun in § 113a EnWG klargestellt, dass die bestehenden Wegenutzungsrechte ebenfalls die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffnetzen gestatten. Dies gilt gemäß § 113a Abs. 1 S. 2 EnWG sogar dann, wenn die Begriffe „Gasleitung“, „Ferngasleitung“ oder „Erdgasleitung“ in den Verträgen verwendet wurden.

4. Wasserstoff-Speicherung

Neben dem Transport wird auch die Speicherung von Wasserstoff eine wichtige Rolle in der Wasserstoffwirtschaft einnehmen. Zur Speicherung von Wasserstoff sind dabei unterschiedliche Speicherkonzepte zu unterscheiden, die sich zum Teil überlappen können: oberirdische Speichieranlagen bzw. eine unterirdische Speicherung in Poren-, Röhren- und Kavernenspeichern; eine Speicherung von Wasserstoff vor Netzeinspeisung oder nach der Netzeinspeisung; eine Speicherung von Wasserstoff in reinen Wasserstoffspeichern (umgewidmete Erdgasspeicher oder neue Wasserstoffspeicher) bzw. als Beimischung in Erdgasspeichern; eine Speicherung aus marktlichen Zwecken bzw. aus netzdienlichen Zwecken. Auch die Nutzung von

Wasserstoff in der Energiewirtschaft mit anschließender Rückverstromung kann als Speicherkonzept gewertet werden.

In rechtlicher Hinsicht ist in Anlehnung an Art. 2 Nr. 9 Gas-Richtlinie unter einer „Speicheranlage“ gemäß § 3 Nr. 31 EnWG

„eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich der zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG-Anlagen“

(jedoch mit Ausnahme der Anlagenteile, die für die Energiegewinnung genutzt werden) zu verstehen. Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, sind vom Speicheranlagenbegriff ausgeschlossen. Da sich der Gasbegriff im Energiewirtschaftsgesetz auf in Erdgasnetze eingespeiste Gase beschränkt, wurde im Zuge des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes konsequenterweise der Begriff der „Speicheranlage“ durch den Begriff der „Gasspeicheranlage“ ersetzt. Ergänzend hierzu wird erstmals der Begriff der „Wasserstoffspeicheranlage“ in § 3 Nr. 39 b EnWG eingeführt, welche

„eine einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff [darstellt], mit Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Wasserstoffnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind“.

Aus rechtlicher Sicht ist damit für eine Einordnung als Gas- bzw. Wasserstoffspeicheranlage eine ober- bzw. unterirdische Platzierung der Speicheranlage unerheblich²¹⁶. Darüber hinaus sind von dem Begriff der Gas- bzw. Wasserstoffspeicheranlage (nach dem bisherigen und künftigen) Energiewirtschaftsgesetz Speicher „vor dem Netz“ nicht erfasst, da diese in der Regel nicht von Energieversorgungsunternehmen, sondern von den Erzeugungsanlagenbetreibern eingesetzt werden. Hierfür gelten somit nicht die im Folgenden aufgeführten

²¹⁶ Unterschiedliche rechtliche Bewertungen ergeben sich jedoch bei unterirdischen und oberirdischen

Speichern im Rahmen des Planungs- und Genehmigungsrechts, vgl. unten C. V. 3.

speicherspezifischen Vorschriften des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes.

Der Rechtsrahmen für den (Dritt-)Zugang zu den genannten Speicheranlagen unterscheidet sich danach, ob es sich um eine Gasspeicheranlage, also einen Erdgasspeicher mit etwaiger Wasserstoffbeimischung, oder um eine reine Wasserstoffspeicheranlage handelt.

Sofern Wasserstoff als Beimischung im Gasnetz in einer Gasspeicheranlage gespeichert werden soll, gelten hierfür die Regelungen der §§ 26 ff. EnWG, welche inhaltlich durch die EnWG-Novelle keine Änderungen erfahren. Demgemäß müssen Betreiber von Gasspeicheranlagen anderen Unternehmen einen Zugang zu ihren Gasspeicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen gewährleisten, sofern der Zugang für diese erforderlich ist (§ 28 Abs. 1 S. 1 EnWG). Die Nutzungsentgelte im Rahmen des verhandelten Zugangs²¹⁷ werden somit individuell vereinbart und sind keinem spezifischen Regulierungsregime unterworfen, sondern richten sich allein nach den allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen²¹⁸. Etwas anderes gilt jedoch, wenn der Gasspeicher als Bestandteil der Gasversorgungsnetze nach § 3 Nr. 20 EnWG zu werten ist und aufgrund dieses netzdienlichen Einsatzzweckes nicht unter die Definition der Speicheranlage nach § 3 Nr. 31 EnWG fällt²¹⁹. In diesem Fall findet eine Refinanzierung der Gasspeicheranlagen als Bestandteil des Gasnetzes über die regulatorisch vorgegebenen Netznutzungsentgelte gemäß § 20 EnWG i. V. m. den Vorschriften der Gasnetzentgeltverordnung statt²²⁰.

Dementgegen war der Zugang zu reinen Wasserstoffspeicheranlagen – unabhängig davon, ob es umgewidmete Erdgasspeicher oder Neuanlagen sind – bislang nicht vom Regulierungsregime des Energiewirtschaftsgesetzes erfasst. Hier bestand

bislang ein Regelungsdefizit. Nach der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes gilt jedoch gemäß §§ 28j Abs. 2, 28n EnWG, dass Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen, sofern sie sich der Regulierung durch das Energiewirtschaftsgesetz unterworfen haben, verpflichtet sind, Dritten den Anschluss und den Zugang zu ihren Wasserstoffspeicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren, sofern der Anschluss oder der Zugang für Dritte erforderlich ist. Auch für den Zugang zu Wasserstoffspeicheranlagen können somit im Wege des verhandelten Zugangs individuelle Nutzungsentgelte nach den allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen festgelegt werden. Sofern sich die Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen nicht dem Regulierungsregime des Energiewirtschaftsgesetzes unterwerfen, finden auch hier die allgemeinen Vorschriften, insbesondere die des Wettbewerbs- und Kartellrechts (u. a. §§ 18 ff. GWB) Anwendung.

Hinsichtlich der zum Betrieb einer Gas- bzw. Wasserstoffspeicheranlage berechtigten Akteure gelten die unter C. IV. 2. b) und 3. c) dargestellten Entflechtungsvorgaben.

V. Planungs- und Genehmigungsrecht

Die Errichtung von Wasserstoffinfrastrukturen geht mit den auch von anderen Energieinfrastrukturen bekannten Flächenkonflikten einher und trifft daher auf eine komplexe planungs- sowie genehmigungsrechtliche Gemengelage. Auch für die Inbetriebnahme von Fahrzeugen und Geräten, die Wasserstoff verbrauchen, gelten verschiedene genehmigungsrechtliche Anforderungen, die vor allem durch Sicherheitsaspekte motiviert sind. Im Folgenden werden diese Anforderungen zunächst für ortsfeste Einrichtungen, nämlich Elektrolyseure

²¹⁷ Die Mitgliedsstaaten haben gemäß Art. 33 Gas-Richtlinie in der Umsetzung der Regelungen zum Zugang zu Speicheranlagen die Wahlmöglichkeit zwischen einem verhandelten oder einem regulierten Zugang. Deutschland hat sich in der Umsetzung mit §§ 26 ff. EnWG für einen verhandelten Zugang entschieden.

²¹⁸ Zwar besteht nach § 28 Abs. 4 EnWG die Möglichkeit, in einer Rechtsverordnung die näheren

technischen und wirtschaftlichen Bedingungen sowie die inhaltliche Gestaltung der Verträge über den Zugang zu Gasspeicheranlagen zu regeln, von dieser Option wurde durch das BMWi bisher jedoch noch kein Gebrauch gemacht, *Barbknecht*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 28 Rn. 36.

²¹⁹ *Däuper*, in: Danner/Theobald, 101. EL Mai 2019, § 28 EnWG, Rn. 17.

²²⁰ Vgl. hierzu C. IV. 2. c).

(1.), Leitungen für Wasserstoffnetze (2.), Speicher (3.) sowie Wasserstofftankstellen (4.) dargestellt. Im Anschluss werden die Vorgaben für Fahrzeuge (5.) und Brennstoffzellen in Gebäuden (6.) kurz skizziert.

1. Elektrolyseure

a) Fakultative Planfeststellung

Gemäß § 43 Abs. 2 Nr. 7 EnWG sind Errichtung, Betrieb und Änderung von Energiekopplungsanlagen planfeststellungsfähig. Unter diesen mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2019 eingeführten Tatbestand fallen Power-to-X-Anlagen und damit Anlagen zur Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger. Insbesondere sind nach der Gesetzesbegründung Elektrolyseanlagen umfasst²²¹. Zuständig für die Planfeststellung ist die nach Landesrecht jeweils hierfür zuständige Stelle (z. B. in Nordrhein-Westfalen die Bezirksregierung als Planfeststellungs-/Plangenehmigungsbehörde²²²). Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens findet dann eine Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung statt (§ 43a EnWG, § 73 VwVfG). Dies betrifft etwa die entsprechenden Behörden und Stellen für Natur- und Landschaftsschutz, für Abfallwirtschaft, Bodenschutz, Immissionsschutz/Lärm, Wasserwirtschaft, Arbeitsschutz, Baurecht, Brandschutz oder Anlagensicherheit. Ein daraufhin ergehender Planfeststellungsbeschluss entfaltet nach § 75 Abs. 1 Satz 1 Hs. 2 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG)²²³ Konzentrationswirkung, sodass es keiner weiteren Genehmigungen oder anderer

öffentlich-rechtlicher Erlaubnisse bedarf²²⁴. Den materiell-rechtlichen Prüfkatalog lässt dies allerdings unberührt²²⁵.

Es handelt sich zwar um eine Planfeststellung, die ein aufwändiges Genehmigungsverfahren darstellt, jedoch dem Vorhabenträger die vorzeitige Besitzeinweisung nach § 44b EnWG sowie Enteignungen nach Maßgabe von § 45 EnWG ermöglicht²²⁶.

b) Im Übrigen: Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz

Wird kein Antrag nach § 43 Abs. 2 Nr. 7 EnWG gestellt, kommt eine Genehmigungspflicht nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in Betracht. Eine Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff stellt eine Betriebsstätte oder sonstige ortsfeste Einrichtung gemäß § 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG dar²²⁷, sodass der Anwendungsbereich eröffnet ist. Nach Ansicht des Ausschusses „Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge“ (AISV) der Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) folgt eine Genehmigungspflicht aus § 4 Abs. 1 Satz 1 BImSchG i. V. m. Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der 4. BImSchV²²⁸ („Anlagen zur Herstellung von [...] Wasserstoff“ in industriellem Umfang)²²⁹. Die Praxis folgt dieser Ansicht²³⁰. „Industrieller Umfang“ meint dabei eine arbeitsteilige Herstellung in großtechnischem Maßstab in Abgrenzung zu Laboranlagen und Handwerksbetrieben²³¹. Das Vorliegen dieser Voraussetzung wird bei kleineren Anlagen häufig eine Frage des Einzelfalls darstellen²³², kann aber bei einer gewerblichen Produktion regelmäßig bejaht werden²³³. Auch hier werden im Genehmigungsverfahren die entsprechenden

²²¹ BT-Drs. 19/9027, S. 13; BT-Drs. 19/7914, S. 4.

²²² § 1 Abs. 2 Verordnung zur Regelung von Zuständigkeiten auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts.

²²³ Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 15 Absatz 1 des Gesetzes vom 4. Mai 2021 (BGBl. I S. 882) geändert worden ist.

²²⁴ Kment, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 43 Rn. 51.

²²⁵ Schink, in: Knack/Henneke, VwVfG, 11. Aufl. 2019, § 75 Rn. 17.

²²⁶ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (204).

²²⁷ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, S. 131.

²²⁸ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Mai 2017 (BGBl. I S. 1440), die durch Artikel 1 der

Verordnung vom 12. Januar 2021 (BGBl. I S. 69) geändert worden ist.

²²⁹ AISV der LAI, Beschluss auf der 139. Sitzung v. 04. bis 06.07.2017.

²³⁰ Gegen diese Einordnung stellen sich Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (205 f.); LEE.SH, Kurzstellungnahme zur genehmigungsrechtlichen Situation systemdienlicher Elektrolyseure, November 2019, S. 3 f.

²³¹ Müggenborg, Integrierte chemische Anlagen, NVWZ 2010, S. 479 (481).

²³² Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, S. 131 (132).

²³³ EU-Kommission, Frequently Asked Questions (FAQ) - Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU, <https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm>.

Fachbehörden beteiligt (§ 10 Abs. 5 BImSchG). Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung weist wiederum gemäß § 13 BImSchG formelle Konzentrationswirkung auf, d. h. alle anderen erforderlichen Genehmigungen (bis auf wasserrechtliche Zulassungen) wie etwa die Baugenehmigung werden in ihr eingeschlossen.

Ferner wird diskutiert, ob eine immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht auch aus Nr. 1.15 Anhang 1 der 4. BImSchV folgen kann. Für Anlagen zur Erzeugung von Biogas, soweit diese nicht von Nr. 8.6. erfasst werden, mit einer Produktionskapazität von mindestens 1,2 Million Normkubikmetern Rohgas pro Jahr ist demnach ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren (§ 19 BImSchG) durchzuführen.

Da dieses vereinfachte Verfahren deutlich weniger Pflichten und insbesondere keine Öffentlichkeitsbeteiligung nach sich zieht, besteht eine gewisse Rechtsunsicherheit gerade in Fällen der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff²³⁴, soweit eine Genehmigungspflicht sowohl nach Nr. 4.1.12 als auch nach Nr. 1.15 Anhang 1 der 4. BImSchV denkbar ist. Wasserstoff erfüllt zwar – wie bereits aufgezeigt – die Biogasdefinition, wenn dieser durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist und der zur Elektrolyse eingesetzte Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Es ist aber fraglich, ob diese Gleichstellung im Immissionsschutzrecht Anwendung findet. So wird innerhalb des Anhangs 1 zur 4. BImSchV an mehreren Stellen zwischen Biogas und Wasserstoff kategorisch unterschieden. Dies legt nahe, dass der Biogasbegriff des Energiewirtschaftsgesetzes nicht ohne weiteres auf das Immissionsschutzrecht übertragbar ist. Nach § 2 Abs. 2 der 4. BImSchV ist darüber hinaus die jeweils speziellere Bezeichnung maßgeblich. Das könnte hier (allein) „Wasserstoff“ nach Nr. 1.1.12 sein.

In bauplanungsrechtlicher Hinsicht ist vor allem zu beachten, dass im sog.

Außenbereich grundsätzlich nicht gebaut werden darf, es sei denn, einer der Privilegierungstatbestände ist erfüllt (§ 35 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB)²³⁵). Eine explizite Außenbereichsprivilegierung – wie etwa für Windenergieanlagen – besteht nicht und die Zuordnung zur Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB (allgemeine Versorgung) erscheint zweifelhaft²³⁶. Allenfalls könnte eine Privilegierung nach Nummer 4 (wegen nachteiliger Wirkung auf die Umgebung) in Betracht gezogen werden. Dies bleibt Gegenstand einer Prüfung im Einzelfall. Handelt es sich jedenfalls nicht um ein im Außenbereich privilegiertes Vorhaben, bleibt es beim grundsätzlichen Bauverbot im Außenbereich.

Zu beachten ist ferner, dass nach Nr. 4.2. der Anlage 1 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)²³⁷ eine allgemeine Vorprüfungspflicht hinsichtlich einer Umweltverträglichkeitsprüfung für die Herstellung von Wasserstoff im industriellen Umfang besteht und im Ergebnis eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen sein kann, § 7 Abs. 1 UVPG. Auch hierbei ist eine Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung vorgesehen (§§ 17 ff. UVPG), die jedoch von den bereits oben erwähnten Beteiligungen verdrängt wird bzw. darin aufgeht (vgl. § 1 Abs. 2 der 9. BImSchV)

Im Rahmen der Genehmigungsverfahren könnten ferner die Vorschriften des Störfallrechts (12. BImSchV²³⁸) zu beachten sowie ein störfallrechtliches Anzeigeverfahren (§ 23a BImSchG) oder Genehmigungsverfahren (§ 23b BImSchG) durchzuführen sein. Hierzu müssten allerdings in einem Betriebsbereich die Mengenschwellen der Nr. 2.44 in Anhang I zur 12. BImSchV erreicht werden (5.000 kg). Mit Blick auf die geringe Masse von Wasserstoff (0,09 g/Nm³) dürften diese Werte allerdings regelmäßig nicht erreicht werden²³⁹.

²³⁴ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, S. 131 (133).

²³⁵ Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist.

²³⁶ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (207 f.).

²³⁷ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540).

²³⁸ Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. März 2017 (BGBl. I S. 483), die zuletzt durch Artikel 107 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

²³⁹ Vgl. Bringewat, Rechtsfragen bei der Zulassung von Elektrolyseurprojekten, jurOP,

Zuletzt ist § 18 Abs. 1 der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)²⁴⁰ von Relevanz. Hiernach bedürfen die Errichtung und der Betrieb bestimmter Anlagen einer Erlaubnis. Zu beachten ist insbesondere die Erlaubnispflicht nach § 18 Abs. 1 Nr. 2 BetrSichV, die jedenfalls dann gegeben sein könnte, wenn ein Elektrolyseur mit einer Abfüllanlage verbunden ist, die mit einer Füllkapazität von mehr als 10 kg je Stunde den produzierten Wasserstoff verdichtet und in Druckbehälter zum Weitertransport abfüllt²⁴¹. Insoweit könnte allerdings - nach der Novellierung des EnWG und der Aufnahme von Wasserstoff in den Energiebegriff (§ 3 Nr. 14 EnWG) auch die Ausnahme für Energieanlagen (§ 1 Abs. 4 Satz 1 BetrSichV) von der Erlaubnispflicht anwendbar sein.²⁴²

2. Leitungen für reine Wasserstoffnetze

Eine Wasserstoffinfrastruktur kann entweder durch den Neubau von Wasserstoffnetzen oder durch eine Umwidmung bestehender Erdgasnetze in Wasserstoffnetze errichtet werden. Hierfür gelten jeweils unterschiedliche Planungs- und Genehmigungsanforderungen.

a) Umwidmung von Erdgasleitungen

Nach § 43 Abs. 1 Nr. 5 EnWG bedürfen die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern einer Planfeststellung. Die Umwidmung einer Erdgasleitung zu einer Wasserstoffleitung könnte eine solche Änderung darstellen. Vom Wortlaut sind jegliche Modifikationen eines Leitungsbauvorhabens umfasst, die sich nicht in reinen Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen erschöpfen²⁴³. Für unwesentliche Änderungen sieht § 43f EnWG vor, dass die Änderungen im Anzeigeverfahren zugelassen werden können.

Die Unwesentlichkeit setzt vor allem voraus, dass keine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz und nach der Negativliste in § 43f Abs. 2 EnWG durchzuführen ist. Die Änderung eines Betriebskonzeptes bedarf nach § 43f Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EnWG keiner Umweltverträglichkeitsprüfung und ist daher in der Regel nur anzeigespflichtig.

Die Entscheidung, ob eine unwesentliche Änderung vorliegt, liegt im Ermessen der Planfeststellungsbehörde. Es ist jedenfalls nicht auszuschließen, dass die Umstellung des durchzuleitenden Gases als wesentliche Änderung und nicht als bloße Änderung eines Betriebskonzeptes angesehen wird²⁴⁴.

Die Rechtslage war somit bislang nicht eindeutig. Der Gesetzgeber hat deswegen²⁴⁵ mit der aktuellen Novellierung einen § 43l Abs. 4 EnWG geschaffen, der die Umwidmung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff per Anzeigeverfahren ermöglicht und ein Planfeststellungsverfahren so vermeidet. Ebenso werden die Wegenutzungsrechte auf Wasserstoffleitungen erstreckt (§ 113a Abs. 1, 2 EnWG).

b) Neue Wasserstoffleitungen

Die Planfeststellungspflicht nach § 43 Abs. 1 Nr. 5 EnWG bezieht sich auf Gasversorgungsleitungen. Da reine Wasserstoffnetze nicht dem Begriff des Gasversorgungsnetzes unterfallen (vgl. oben C. IV. 1. a)) und damit auch keine Gasversorgungsleitungen darstellen²⁴⁶, ist diese Vorschrift vorliegend nicht anwendbar. Allerdings folgt aus § 65 UVPG i. V. m. Nr. 19.5 der Anlage 1 zum UVPG je nach Dimensionierung der Leitung eine Pflicht zur Planfeststellung oder, wenn eine verpflichtende Vorprüfung des Einzelfalls keine UVP-Pflicht ergibt, zur Plangehmigungspflicht.

<http://www.juop.org/oeffbaurecht/aktuelle-rechtsfragen-bei-der-zulassung-von-elektrolyseurprojekten/>.

²⁴⁰ Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln vom 3. März 2015 (BGBl. I S. 49), zuletzt geändert durch Verordnung vom 15. November 2016 (BGBl. I S. 2549).

²⁴¹ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (207).

²⁴² Durch die beabsichtigte Ergänzung von Wasserstoff beim Energiebegriff nach § 3 Nr. 14 EnWG würden auch Wasserstoffanlagen – d. h. Elektrolyseure – unter

den Energieanlagenbegriff in § 3 Nr. 15 EnWG fallen, vgl. EnWG-Novelle, BR-Drs. 165/21, S. 161.

²⁴³ Kment, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 43 Rn. 30.

²⁴⁴ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (209 f.).

²⁴⁵ Gesetzentwurf, BR-Drs. 165/21, S. 153.

²⁴⁶ So auch der Gesetzgeber, der sich im Gesetzentwurf vom 10.02.2021 in Bezug auf Wasserstoffnetze dazu veranlasst sieht, § 43 EnWG erst explizit für anwendbar zu erklären.

Werden die Prüfwerte in Nr. 19.5. der Anlage 1 zum UVPG nicht erreicht und liegt damit ein Fall unwesentlicher Bedeutung i. S. d. § 65 Abs. 2 Satz 2 UVPG vor, kommen nach dem bisherigen Rechtsrahmen nur die einzelnen fachrechtlichen Prüfungen nach einschlägigen Normen des Bundes- oder Landesrechts infrage, ohne dass den jeweiligen Entscheidungen Konzentrationswirkung zukommt²⁴⁷. Zu beachten sind mit hin vor allem Vorschriften des Baurechts, des Straßenrechts und des technischen Sicherheitsrechts.

Im Zuge der Novellierung wurde eine Planfeststellungspflicht für die Errichtung, den Betrieb sowie die Änderung (neuer) Wasserstoffleitungen von über 300 mm Durchmesser einschließlich der Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals in § 43l Abs. 2 Satz 1 EnWG festgeschrieben. Unklar ist, ob dieser Vorschrift vor dem Hintergrund von § 43l Abs. 1 i. V. m. § 43 Abs. 1 Nr. 5 EnWG, worin eine Planfeststellungspflicht für Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von über 300 mm festgeschrieben wird, eine über den deklaratorischen Charakter hinausgehende Bedeutung zukommt. Jedenfalls nennt allein § 43l Abs. 2 Satz EnWG auch die Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals für Wasserstoff. Für Leitungen unter 300 mm Durchmesser sieht § 43l Abs. 3 Satz 1 EnWG die Möglichkeit der fakultativen Planfeststellung vor.

An dieser Stelle wird es im europäischen Recht weitere Vorgaben für „Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“ (d. h. i. d. R. grenzüberschreitende Infrastrukturen anhand der definierten Korridore und Gebiete) geben. Für diese werden nach der TEN-E-Verordnung zukünftig bestimmte Regeln für die Organisation der Genehmigungsverfahren gelten, um den Prozess zwischen den betroffenen Mitgliedstaaten zu vereinfachen (vgl. oben C. IV. 1. b) bb).).

3. Speicher

a) Planverstellungsverfahren

Auf die Errichtung von Untergrundspeichern im Sinne des § 126 BBergG sowie der Einrichtungen, die überwiegend dem Betrieb eines solchen Speichers dienen bzw. zu dienen bestimmt sind, ist das Bundesberggesetz anwendbar (§ 2 Abs. 2 Nr. 3 BBergG).

Die Legaldefinition von Untergrundspeicher in § 4 Abs. 9 BBergG macht dabei keinen Unterschied zwischen Kavernenspeichern und Porenspeichern²⁴⁸ und lässt jegliche unterirdische behälterlose Speicherung ausreichen²⁴⁹.

Errichtung und Betrieb von Untergrundspeichern bedürfen zusätzlich zur Zulassung durch Hauptbetriebsplan (§ 126 Abs. 3 i. V. m. § 52 Abs. 1 BBergG) ggf. einer Planfeststellung des Rahmenbetriebsplanes nach § 126 Abs. 1 i. V. m. § 52 Abs. 2a BBergG, soweit die Speicherkapazität die in § 1 Satz 1 Nr. 6a lit. a) der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau)²⁵⁰ genannten Schwellen überschreitet.

Die letztgenannte Vorschrift betrifft aber ihrem Wortlaut nach nur Erdgas, sodass sich die Frage stellt, ob sie aufgrund des Regelungszusammenhanges ihrer Verordnungsermächtigung – § 57c BBergG – und insbesondere der weiten Definition der Untergrundspeicherung auch auf Wasserstoff anwendbar ist.

b) Im Übrigen: Bergrechtliches Zulassungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Ist bei Untergrundspeichern die Schwelle der Planfeststellungspflicht nicht erreicht, unterliegen Untergrundspeicher nur einer Hauptbetriebsplanpflicht nach § 126 Abs. 3 i. V. m. § 51 ff. BBergG.

Für oberirdische Wasserstoffspeicher gilt, da insoweit § 126 BBergG nicht anwendbar

²⁴⁷ Zu Leitungen mit weniger Durchmesser als 300 mm und hier entsprechend übertragbar: *Missling*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, 90. EL Sept. 2016, Vorb. §§ 43 ff. EnWG, Rn. 72.

²⁴⁸ *Weiss*, in: Theobald/Kühling, 95. EL Okt. 2017, Nr. 137, Rn. 177.

²⁴⁹ Nicht umfasst sind dagegen Pumpspeicherkraftwerke, weil die Wasserspeicherung aus der

Legaldefinition ausgenommen ist, vgl. *Weiss*, in: Theobald/Kühling, 95. EL Okt. 2017, Nr. 137, Rn. 178.

²⁵⁰ Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 8. November 2019 (BGBl. I S. 1581) geändert worden ist.

ist, die Genehmigungspflicht nach § 4 Abs. 1 Satz 1 BImSchG: Für Anlagen, die der Lagerung von Wasserstoff dienen, mit einer Lagerkapazität von 30 Tonnen oder mehr, ist ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach § 10 BImSchG durchzuführen²⁵¹. Bei einer Lagerkapazität von 3 bis 30 Tonnen ist nur ein vereinfachtes Verfahren durchzuführen²⁵². Diese Kapazitätsschwellen werden bei oberirdischen Wasserstoffspeichern oftmals überschritten sein²⁵³. Wird eine Lagerkapazität von drei Tonnen dagegen unterschritten, treffen den Betreiber die Pflichten nach §§ 22 ff. BImSchG und eine Genehmigungspflicht nach baurechtlichen Vorschriften.

Zu beachten sind auch hier die Vorschriften des Störfallrechts nach der 12. Bundes-Immissionsschutzverordnung sowie der Betriebssicherheitsverordnung. Erlaubnispflichten nach diesen Vorschriften ergeben sich nur dann, wenn kein Planfeststellungsverfahren und kein Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz durchgeführt werden muss.

c) Umwidmung von Erdgasspeichern

Für die Umwidmung von Erdgasspeichern in Wasserstoffspeicher gibt es keine besonderen Vorschriften, ebenso sind – anders als für Wasserstoffleitungen – keine entsprechenden Vorschriften geplant.

Die Umwidmung von Erdgasspeichern, die lediglich einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz bedürften, könnte allerdings eine wesentliche Änderung i. S. d. § 16 BImSchG darstellen oder gar, wenn sich der Anlagencharakter ändert, die erneute Durchführung eines Genehmigungsverfahrens erfordern.

Eine Umwidmung von (Erdgas-)Untergroundspeichern im Anwendungsbereich der bergrechtlichen Vorschriften (§ 126

Abs. 1 i. V. m. § 52 ff. BBergG), kann eine UVP-pflichtige Änderung i. S. d. § 9 UVPG darstellen, woraus sich wiederum eine Pflicht zur Planfeststellung des Rahmenbetriebsplans nach § 52 Abs. 2a BBergG ergeben würde.

4. Wasserstofftankstellen

Der Bau und Betrieb einer Wasserstofftankstelle bedarf einer Genehmigung nach § 4 Abs. 1 Satz 1 BImSchG, und zwar ab einer Lagerkapazität von drei Tonnen Wasserstoff im vereinfachten Verfahren nach § 19 BImSchG²⁵⁴ bzw. ab 30 Tonnen im förmlichen Genehmigungsverfahren nach § 10 BImSchG²⁵⁵. Wegen der Konzentrationswirkung gemäß § 13 BImSchG umfasst dies dann bspw. auch die Erlaubnispflicht der Tankanlage nach § 18 Abs. 1 Nr. 3, 6, 8 BetrSichV²⁵⁶.

Unterhalb von drei Tonnen Lagerkapazität wäre die Tankstelle dagegen nach den entsprechenden landesrechtlichen Vorschriften baugenehmigungspflichtig und ggf. auch noch nach sonstigem Fachrecht zulassungspflichtig²⁵⁷.

5. Fahrzeuge

Auch für Fahrzeuge mit Wasserstoffantrieb gelten genehmigungsrechtliche Vorgaben.

a) Straßenverkehr

Alle für den Straßenverkehr zuzulassenden Brennstoffzellenfahrzeuge müssen den Sicherheits- und Umweltstandards im Rahmen des Typgenehmigungsverfahrens vor dem Kraftfahrtbundesamt Rechnung tragen. Übergreifende EU-Vorgaben zum Typgenehmigungsverfahren finden sich in der VO (EU) 858/2018²⁵⁸. Konkretisierungen

²⁵¹ Nr. 9.3.1 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 3 des Anhangs 2 zur 4. BImSchV.

²⁵² Nr. 9.3.2 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 3 des Anhangs 2 zur 4. BImSchV.

²⁵³ So *Langstädtler*, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz?, ZUR 2021, S. 203 (210).

²⁵⁴ Nr. 9.3.2 des Anhang 1 zur 4. BImSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 3 des Anhangs 2 der 4. BImSchV.

²⁵⁵ Nr. 9.3.1 des Anhang 1 zur 4. BImSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 4 des Anhangs 2 der 4. BImSchV.

²⁵⁶ *Seibert*, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 68. EL 2013, § 13 BImSchG Rn. 89g.

²⁵⁷ Da eine Baugenehmigung jedoch – im Gegensatz zur BImSchG-Genehmigung – keine Verfahrenskonzentration auslöst, wären hier ggf. auch noch weitere Genehmigungen einzuholen (z. B. nach Wasserrecht) und müsste das genaue Verhältnis der Genehmigungen untereinander geklärt werden (z. B. das Verhältnis der BetrSichV zur Bauordnung).

²⁵⁸ Verordnung (EU) 2018/858 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Genehmigung und die Marktüberwachung von

hinsichtlich der Typgenehmigung speziell von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb erfahren die technischen Anforderungen durch die Spezialvorschriften der Verordnung über die Typgenehmigung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen²⁵⁹ und deren Durchführungsverordnung²⁶⁰.

b) Schienenverkehr

Im Schienenverkehr ist ebenfalls eine (Typen-)Zulassung von Brennstoffzellenzügen vor der Inbetriebnahme erforderlich. Die Voraussetzungen und das Verfahren für die Erteilung der (Typen-)Genehmigung durch die Eisenbahnagentur der Europäischen Union bzw. das Eisenbahn-Bundesamt richtet sich gemäß § 11 Eisenbahn-Inbetriebnahmegenehmigungsverordnung (EIGV)²⁶¹ nach den Vorschriften der Richtlinie (EU) 2016/797²⁶² und deren entsprechenden Durchführungsverordnungen²⁶³. Soweit ersichtlich, besteht jedoch – anders als bei der Zulassung von Brennstoffzellenfahrzeugen im Straßenverkehr – kein spezifischer Rechtsrahmen für die Zulassung von Schienenfahrzeugen mit Brennstoffzellen.

6. Brennstoffzellen zur Wärmeversorgung im Privatbereich

Gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 10 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung (1. BImSchV)²⁶⁴ stellt Wasserstoff einen in Feuerungsanlagen einsetzbaren Brennstoff dar. Die insbesondere für den Einfamilienhausbereich

konzipierten Brennstoffzellenheizungen weisen Leistungen allenfalls im einstelligen Kilowattbereich auf und liegen damit jedenfalls weit außerhalb des Bereichs, der eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (Feuerungsanlagen ab 1 MW Leistung²⁶⁵) notwendig machen würde.

Von den Pflichten zur Überwachung von Gasfeuerungsanlagen nach §§ 12 ff. 1. BImSchV sind Feuerungsanlagen, bei denen Wasserstoff eingesetzt wird, nach § 14 Abs. 3 Nr. 3 1. BImSchV ausgenommen. Die in §§ 9 f. 1. BImSchV festgelegten Emissionsgrenzwerte sind dennoch zu beachten.

Im Übrigen besteht die herstellerseitige Pflicht zur Beachtung der produktsicherheitsrechtlichen Vorschriften der §§ 3 ff. des Produktsicherheitsgesetzes (ProdSG)²⁶⁶. Für Gasfeuerungsanlagen ergibt sich die Pflicht zur Durchführung eines Konformitätsbewertungsverfahrens sowie zur CE-Kennzeichnung aus Art. 7 Abs. 2 VO (EU) 2016/426.²⁶⁷ Nähere Bestimmungen zum Verfahren sowie zu Bußgeldvorschriften enthält das Gasgerätedurchführungsgesetz (GasgeräteDG)²⁶⁸.

Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2007 und (EG) Nr. 595/2009 und zur Aufhebung der Richtlinie 2007/46/EG.

²⁵⁹ Verordnung (EG) Nr. 79/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Januar 2009 über die Typgenehmigung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen und zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG.

²⁶⁰ Verordnung (EU) Nr. 406/2010 der Kommission vom 26. April 2010 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 79/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Typgenehmigung von wasserstoffbetriebenen Kraftfahrzeugen.

²⁶¹ Eisenbahn-Inbetriebnahmegenehmigungsverordnung vom 26. Juli 2018 (BGBl. I S. 1270), die durch Artikel 2 der Verordnung vom 17. Juni 2020 (BGBl. I S. 1298) geändert worden ist.

²⁶² Richtlinie (EU) 2016/797 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Mai 2016 über die Interoperabilität des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union.

²⁶³ Durchführungsverordnung (EU) 2018/545 der Kommission vom 4. April 2018 über die praktischen Modalitäten für die Genehmigung für das Inverkehrbringen von Schienenfahrzeugen und die Genehmigung von Schienenfahrzeugtypen gemäß der Richtlinie (EU) 2016/797 des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁶⁴ Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38), die zuletzt durch Artikel 105 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 132) geändert worden ist.

²⁶⁵ Vgl. § 1 Abs. 1 i. V. m. Anhang 1 Nr. 1 der 4. BImSchV.

²⁶⁶ Produktsicherheitsgesetz vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178, 2179; 2012 I S. 131), das zuletzt durch 301 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

²⁶⁷ Verordnung (EU) 2016/426 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. März 2016 über Geräte zur Verbrennung gasförmiger Brennstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/142/EG (ABl. L 81/99).

²⁶⁸ Gasgerätedurchführungsgesetz vom 18. April 2019 (BGBl. I S. 473).

D. Fazit

I. Wesentliche Ergebnisse

Die Politik ist sich mit den betroffenen Branchen und der Wissenschaft einig: Grüner Wasserstoff wird aufgrund seiner vielseitigen und flexiblen Einsetzbarkeit für das weitere Fortkommen bei der Energiewende – wenn auch sehr unterschiedlich akzentuiert je nach Einsatzmöglichkeit – eine wichtige Rolle spielen. Das zeigen nicht zuletzt die zahlreich verabschiedeten „Wasserstoffstrategien“ auf allen Ebenen, aber auch die derzeitigen umfassenden legislativen Verfahren für den Energieträger Wasserstoff.

Dennoch, die Untersuchung aller einschlägigen Rechtsquellen hat gezeigt, dass die Rechtslage für die Erzeugung, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff sowie das Planungs- und Genehmigungsregime bislang noch ein sehr fragmentiertes Bild abgeben. Es existiert weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene ein ganzheitlicher, konsistenter und für den Markthochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft ausreichender und Investitionen anreizender Rechtsrahmen. Grundlegend existiert etwa noch kein rechtsübergreifendes Begriffsverständnis von grünem Wasserstoff. Je nach Anwendungsbereich sind – sofern überhaupt – unterschiedliche Anforderungen einzuhalten. Soweit dies inhaltlich geboten bleibt, wäre dennoch eine allgemeine Definition mit sektoralen Ausnahmen regelungstechnisch der vorzugswürdige Weg.

Der für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse genutzte Strom ist jedenfalls – wenn auch nur über den Umweg einer häufig komplexen Rechtsanwendung – in der Grundkonstellation in weiten Teilen von den staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen („SIP“) befreit oder wird künftig befreit werden. Auf der Verbrauchseite fallen beim Einsatz des erzeugten Wasserstoffs zudem in der Regel keine Energiesteuern an. Lediglich, wenn Wasserstoff als Kraftstoff genutzt wird oder zuvor in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, unterliegt dieser gemäß § 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG der Energiesteuerpflicht.

Es fehlt dennoch an einem Rechtsrahmen, der die Nutzung von grünem Wasserstoff in Relation zu anderen (fossilen) Energieträgern wirtschaftlich macht und damit entsprechende Investitionen auslöst. Im Industrie- und auch im Wärmesektor finden sich bislang keine echten Privilegierungen für grünen Wasserstoff. Im Verkehrsbereich steht der junge Energieträger Wasserstoff als „alternativer Kraftstoff“ für die Erfüllung der Treibhausgasminderungsquote in unmittelbarer Konkurrenz mit direkt (für batteriebetriebene Fahrzeuge) bereitgestellten Strom oder auch mit den bereits seit vielen Jahren im Markt etablierten Biokraftstoffen. Wenn politisch ein stärkerer Einsatz von grünem Wasserstoff und daraus erzeugter Derivate gewollt ist, dann wäre angesichts dieser Konkurrenzsituation zu diskutieren, ob die hohen Anforderungen an die Anrechenbarkeit für Wasserstoff – etwa zur „Zusätzlichkeit“ des zur Wasserstoffproduktion eingesetzten Stroms – im bisherigen Umfang sachgerecht sind. Entsprechende Vorgaben zur Zusätzlichkeit bestehen für andere Kraftstoffe als Wasserstoff bislang nämlich nicht. Im Ergebnis besteht aber Eignigkeit, dass die Zusätzlichkeit (mittelfristig) erstrebenswert ist. Nur so lässt sich verhindern, dass sich die Nutzung von ohnehin produzierten Grünstrom einfach nur in einen anderen Sektor verlagert. Allerdings besteht eine solche „Verlagerungsgefahr“ auch für andere erneuerbare Energieträger. Soweit damit keine Lenkungswirkung zugunsten von Strom aus erneuerbaren Energien gegenüber grünem Wasserstoff intendiert ist, kann über ein Zusätzlichkeitskriterium auch in anderen Bereichen nachgedacht werden.

Auch bietet der Europäische Emissionshandel derzeit keine signifikante Steuerungswirkung zur verstärkten Nutzung von grünem Wasserstoff. Die Nutzung von Wasserstoff selbst verursacht – unabhängig vom Erzeugungsverfahren – keine Treibhausgasemissionen und bedarf daher auch keiner Emissionszertifikate. Ein gewisser, wenngleich noch nicht durchschlagender Vorteil für grünen Wasserstoff ergibt sich aber dadurch, dass „konventionelle“ Wasserstoffproduktionsanlagen grundsätzlich in den Emissionshandel einbezogen sind.

Hierdurch können sich die Produktionskosten für grauen Wasserstoff entsprechend der Zertifikatpreise erhöhen. Eine vergleichbare Wirkung entsteht durch den nationalen Kohlendioxid-Preis des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.

Die aktuellen gesetzgeberischen Entwicklungen auf europäischer und nationaler Ebene zeigen aber auf, dass es zu Verbesserungen der regulatorischen Bedingungen für grünen Wasserstoff kommen wird. Die künftige Treibhausgasminderungsquote für den Flugverkehr etwa dürfte den Markthochlauf für strom- bzw. wasserstoffbasierte Flugturbinenkraftstoffe in Fahrt bringen. Auch das auf den Weg gebrachte Förderprogramm „H2Global“, wonach die Mehrkosten von importiertem grünem Wasserstoff gegenüber „herkömmlichem“ Wasserstoff (mittelbar) durch den Staat abgedeckt werden sollen, dürften ebenfalls einen An Schub bringen.

Dennoch, um grünen Wasserstoff langfristig wirtschaftlich anbieten zu können, wäre es zweckdienlich, Kosten stärker als bisher zu internalisieren, welche durch den Einsatz von fossilen Energieträgern und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen entstehen. Insofern wäre zu erwägen, den europäischen Emissionshandel in der bevorstehenden Novellierung anzupassen und die Treibhausgasemittenten stärker in die Pflicht zu nehmen.

Durch die EnWG-Novelle schafft der Gesetzgeber jedenfalls die ersten rechtlichen Grundlagen für eine Wasserstoffinfrastruktur für den Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft. Der Rechtsrahmen sieht dadurch Vorschriften zu Netzplanung, Netzzugang und -refinanzierung sowie Entflechtung ebenso vor, wie Regelungen über die Genehmigung der notwendigen Wasserstoffinfrastrukturen. Die Regulierung erfolgt dabei weitestgehend nach Sektoren getrennt und versteht sich als vorübergehender Rahmen bis zur Schaffung einheitlicher unionsrechtlicher Vorgaben.“

Darüber hinaus besteht Bedarf, auf der „Detailebene“ gesetzgeberische Unklarheiten zu beseitigen, um Investitionshemmnisse abzubauen. Dem Gesetzgeber stehen zudem noch eine Vielzahl von Handlungsspielräumen offen (siehe hierzu nachfolgend unter D. II.).

II. Rechtliche Steuerungsmöglichkeiten

Abgeleitet aus den vorgenannten Erkenntnissen stehen dem deutschen Gesetzgeber zahlreiche Maßnahmen und Ausgestaltungsoptionen – im Rahmen der europarechtlichen Vorgaben – zur Verfügung, um zukünftig die grüne Wasserstoffwirtschaft zu steuern. Die Auswahl hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere dem Grad des Steuerungsanspruchs des Gesetzgebers, etwa einer intendierten Lenkungswirkung in bestimmte Verbrauchssektoren. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit könnten sich die folgenden Bereiche als Regelungsfelder entpuppen, wenn der Gesetzgeber den Markthochlauf für grünen Wasserstoff befördern will. Ob sich der Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff dabei zu einem in sich geschlossenen und konsistenten Wasserstoffwirtschaftsrecht entwickeln wird, bleibt abzuwarten. Nachfolgend werden die im Gutachten identifizierten „Stellschrauben“ des nationalen Gesetzgebers zur Unterstützung von grünem Wasserstoff in der Gliederungsreihenfolge des Gutachtens zusammengefasst.

1. Anforderungen an grünen Wasserstoff

- ▶ sektorenübergreifende Vereinheitlichung der Voraussetzungen für die Produktion von grünem Wasserstoff; soweit es sektorenspezifische Besonderheiten gibt, denen Rechnung getragen werden soll, wäre es auch dann weiterhin möglich, gezielte Ausnahmeregelungen zu schaffen
- ▶ Schaffung von Planungs- und Investitionssicherheit durch klare und mit EU-Recht harmonisierte (mittel-, besser langfristig geltende) Anforderungen an grünen Wasserstoff
- ▶ Einfügung von Übergangsregelungen (insbesondere auch in der Erneuerbare-Energien-Verordnung) für geplante Elektrolyseprojekte, ebenfalls um Vertrauen auf bestehenden Rechtsrahmen zu gewährleisten
- ▶ Mit der Schaffung von Vorgaben zur Systemdienlichkeit des Elektrolyseurs, könnte der Gesetzgeber ein abgestuftes System aus verpflichtenden und

4.4 Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?

marktlich organisierten Systemdienstleistungen entwickeln

2. Nutzung von grünem Wasserstoff

- ▶ Differenzierung der Energiebesteuerung je nach Einsatz von grünem und grauem Wasserstoff
- ▶ Prüfung, ob eine gezielte sektorale Lenkungswirkung erfolgen soll und entsprechende differenzierte Ausgestaltung der Rahmenbedingungen in den verschiedenen Verbrauchssektoren bzw. Schaffung eines umfassend oder partiell sektorenübergreifenden Marktes für grünen Wasserstoff durch entsprechende Anreizsetzung
- ▶ soweit ein verstärkter Einsatz von grünem Wasserstoff in der Industrie gewünscht wird, empfiehlt sich eine stärkere Anreizsetzung für die Nutzung von grünem Wasserstoff in diesem Sektor, etwa durch die Schaffung eines Steuerungsmechanismus mittels CCfD
- ▶ wenn grüner Wasserstoff verstärkt im Verkehrssektor eingesetzt werden soll, empfiehlt sich eine Prüfung, ob Anforderungen für den Einsatz von grünem Wasserstoff hier im Vergleich zu Anforderungen für andere Kraftstoffe angemessen oder möglicherweise zu hoch sind
- ▶ wenn grüner Wasserstoff verstärkt im Gebäudesektor eingesetzt werden soll, empfiehlt sich die Aufnahme von grünem Wasserstoff als Energieträger im Gebäudeenergiegesetz zur Erfüllung der Anforderungen

3. Erzeugung von grünem Wasserstoff

- ▶ Vereinfachung des Systems der Befreiungsmöglichkeiten von den Strompreiskomponenten für bessere Rechtsanwendung
- ▶ Erhöhung der Konkurrenzfähigkeit der Wasserstoff-Elektrolyse durch Erhöhung der am Kohlendioxidgehalt orientierten Besteuerung fossiler Energieträger
- ▶ ausdrückliche gesetzgeberische Klarstellung, dass Rückeinspeisung in das Stromnetz für eine Netzentgeltbefreiung nach

§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG nicht erforderlich ist

- ▶ Rechtsunsicherheit bei § 64a EEG 2021 i. V. m. Nr. 78 der Anlage 4 zum EEG 2021, auflösen, ob eine „Herstellung von Industriegasen“ auch dann vorliegt, wenn der erzeugte Wasserstoff in ein Rohrleitungsnetz eingespeist wird

4. Transport von grünem Wasserstoff

- ▶ Schaffung prüfbarer Vorgaben für die Wasserstoffherstellung beim zügigen Aufbau einer funktionierenden Importinfrastruktur für grünen Wasserstoff
- ▶ Klarstellung der Anwendbarkeit der europäischen Gas-Richtlinie und deren konkreten Anforderungen an eine Wasserstoffnetzinfrastruktur
- ▶ Privilegierungen für grünem Wasserstoff (analog zu Biogas) in reinen Wasserstoffnetzen einführen
- ▶ Anpassung von § 36 GasNZV zur Schaffung der technischen und rechtlichen Grundlagen für eine rasche Erhöhung der maximal zulässigen Beimischungsquoten für Wasserstoff in das Erdgasnetz

5. Planungs- und Genehmigungsrecht

- ▶ Beseitigung von offenen Fragen zum einschlägigen Rechtsregime für Elektrolyseuren im Bauplanungs- und Immissionsschutzrecht
- ▶ Klarstellung der planungsrechtlichen Voraussetzungen für das Umwidmungsverfahren von Erdgas- zu Wasserstoffspeichern

E. Anhang: Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff

Seit dem letzten Jahr gab und gibt es auf europäischer und nationaler Ebene verstärkt politische Beschlüsse und legislative Vorhaben, die grünen Wasserstoff adressieren. Diese sind in der nachstehenden Tabelle chronologisch mit den wesentlichen Inhalten aufbereitet.

Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff

Datum/ Zeitraum	Maßnahme auf EU- Ebene	Maßnahme auf nationaler Ebene	Wesentliche Inhalte (soweit schon bekannt)
10.06.2020		Nationale Wasserstoffstrategie	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ausbaupfad grüner Wasserstoff: <ul style="list-style-type: none"> ▶ bis 2030 Zubau von in Deutschland befindlichen Wasserstoff-Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung ▶ zwischen 2030 und 2035 sollen nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut werden, spätestens bis 2040 ▶ Aktionsplan mit 38 Maßnahmen in den Bereichen „Erzeugung von Wasserstoff“, „Anwendungsbereiche“, „Infrastruktur/Versorgung“, „Forschung, Bildung und Innovation“, „Europäischer Handlungsbedarf“ sowie „Internationaler Wasserstoffmarkt und außenwirtschaftliche Partnerschaften“
08.07.2020	EU-Kommission Wasserstoffstrategie		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ausbauplan grüner Wasserstoff: <ul style="list-style-type: none"> ▶ bis 2024 mindestens 6 GW Gesamtleistung (Industrie und Verkehr) und einer Produktion von mindestens 1 Million Tonnen ▶ 2025-2030 min. 40 GW (Schwerindustrie und Verkehr) sowie Produktion von mindestens 10 Millionen Tonnen ▶ ab 2030 Marktreife ▶ jedoch uneindeutige Farbenlehre im Vergleich zu Deutschland
10.12.2020			u. a. Einfügung § 67a WindSeeG: Ausschreibung der Bereiche zur sonstigen Energiegewinnung

Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff

Datum/ Zeitraum	Maßnahme auf EU- Ebene	Maßnahme auf nationaler Ebene	Wesentliche Inhalte (soweit schon bekannt)
11.12.2020	Beschluss Rat der Europäischen Union Wasserstoffstrategie		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Fahrplan für die Ausbauziele soll skizziert werden, wobei der Energieeffizienz und der direkten Elektrifizierung aus erneuerbaren Quellen Vorrang einzuräumen sei
15.12.2020	EU-Kommission Entwurf Überarbeitung TEN-E VO (EU-Vorschriften über transeuropäische Energieinfrastruktur)		<ul style="list-style-type: none"> ▶ vorrangig Korridore für Wasserstoff und Elektrolyse ▶ neue Kategorie „Wasserstoffvorhaben“ ▶ insbesondere Fernleitungen für Transport, Untergrundspeicher ▶ gilt für neue Infrastruktur ebenso wie für „Umrüstung“ ▶ eigene Kategorie Elektrolyseur ▶ generelle Überarbeitung der Kriterien: Schwerpunkt auf Nachhaltigkeitsprüfung
01.01.2021		Inkrafttreten EEG 2021	<ul style="list-style-type: none"> ▶ unter beihilferechtlichem Vorbehalt ▶ Reduzierung bzw. Befreiung der Wasserstoff-Produktion von EEG-Umlage nach Voraussetzungen der §§ 64 ff., 93 EEG
20.01.2021		Gesetzesentwurf zur Umsetzung der überarbeiteten EU-Richtlinie Clean Vehicles Directive	Gesetzesentwurf des BMVi „Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/1161 vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge sowie zur Änderung vergaberechtlicher Vorschriften“
10.02.2021		Gesetzesentwurf EnWG-Novelle	Gesetzesentwurf des BMWi „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“
09.03.2021		Gesetzesentwurf BImSchG-Novelle	Gesetzesentwurf des BMU „Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgas-minderungs-Quote“
26.04.2021	Bericht EU-Parlament Wasserstoffstrategie		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Betonung der Notwendigkeit einer Klassifizierung der Herstellungsarten, dabei soll die gesamte Wertschöpfungskette einbezogen werden ▶ Klassifizierung sollte auch auf Wasserstoff-Importe anwendbar sein
20.05.2021		Annahme des Bundestages der BImSchG-Novelle	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Anpassung des Treibhausgasminderungssystems für den Verkehr auf die Vorgaben der EE-RL ▶ Einführung einer Quote für Fluggastkraftstoffe
07.06.2021	Konsultations-Verfahren Beihilfeleitlinien EU-Kommission Entwurf Beihilfeleitlinien		<ul style="list-style-type: none"> ▶ kein „Gesetz“ und entsprechend auch kein „Gesetzgebungsverfahren“ erforderlich. KOM konsultiert aber und holt sich zumindest implizit Einverständnis der MS ein. ▶ KUEBLL für Zeitraum 2022-2030

Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff

Datum/ Zeitraum	Maßnahme auf EU- Ebene	Maßnahme auf nationaler Ebene	Wesentliche Inhalte (soweit schon bekannt)
14.06.2021		Gründung der H2Global Stiftung	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Projektstart zur Förderung von Importen von Wasserstoff und Derivaten ▶ Start von Vergabeverfahren für Wasserstoffderivate voraussichtlich noch im Jahr 2021
24.06.2021		Annahme des Bundestages der EnWG-Novelle	Gesetzesentwurf des BMWi „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“
24.06.2021		Annahme des Bundestages der Änderungen der EEV nach § 93 EEG 2021 zu den Anforderungen an grünen Wasserstoff	Vorgaben für Befreiung von der EEG-Umlage bei der Produktion von grünem Wasserstoff
24.06.2021		Annahme des Bundestages von Änderungen des EEG 2021	„Kleinere“ Änderungen im Zusammenhang mit der EEG-Umlagenbefreiung
voraus- sichtlich am 14.07.2021	EU-Kommission Entwurf RL EU-Emissionshandel (EU EHS) (auch: Lastenteilung, LULUCF, CBAM)		<ul style="list-style-type: none"> ▶ Einbindung neuer Sektoren (Schifffahrt, ggf. Wärme, Verkehr) ▶ Überprüfung Marktstabilitätsreserve
voraus- sichtlich am 14.07.2021	EU-Kommission Entwurf RL EU-Energiesteuer		Ggf. CO ₂ Emissionen in Besteuerungssystem einbeziehen?
voraus- sichtlich am 14.07.2021	EU-Kommission Entwurf Überarbeitung der EE-RL		Anpassung der EE-RL an die aktualisierten Klimaschutzziele
voraus- sichtlich Sommer 2021	Verabschiedung der überarbeiteten TEN-E VO		Anpassung an den Green Deal

Relevante politische und gesetzgeberische Vorhaben für grünen Wasserstoff

Datum/ Zeitraum	Maßnahme auf EU- Ebene	Maßnahme auf nationaler Ebene	Wesentliche Inhalte (soweit schon bekannt)
Sommer 2021	EU-Kommission Entwurf „Zusätzlichkeit“ und Nachhaltigkeit Erneuerbarer Wasserstoff nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 EE-RL (Delegierter Rechtsakt)		Konkretisierung der Anforderungen für grünen Wasserstoff für den Verkehrsbereich
spätestens 31.12.2021	Verabschiedung EU- Kommission Delegierter Rechtsakt		
bis 2023		Prüfpflicht Anrechenbarkeit Wasserstoff nach GEG	
noch unklar		Überarbeitung 37. BImSchV	Konkretisierung der Regelungen für grünen Wasserstoff für den Verkehrsbereich auf natio- naler Ebene
noch unklar		Anpassung der nach § 93 EEG geänderten EEV an del. Rechtsakt der KOM zu grünem Wasserstoff	

Kontakt

**Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg**

T: +49 931 794077-0

F: +49 931 7940 77-29

**info@stiftung-umweltenergierecht.de
www.stiftung-umweltenergierecht.de**

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

Gutachten im Auftrag des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung von grünem Wasserstoff“