

## GUTACHTEN

---

### **Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung**

#### **im Auftrag des**

Deutscher Wasserstoff und Brennstoffzellen-Verband (DWV), Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin, vertreten durch den Vorstandsvorsitzender Dipl.-Kfm. Werner Diwald

gefördert aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)

#### **erstellt durch**

Rechtsanwalt Dr. Martin Altrock, Rechtsanwalt Jens Vollprecht,  
Rechtsanwalt Johannes Nohl, Rechtsanwältin Christine Kliem,  
Rechtsanwalt Vuong Nguyen, Rechtsanwalt Simon Hillmann

Becker Büttner Held · Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater · PartGmbH  
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

T +49 (0)30 611 28 40-0 · F +49 (0)30 611 28 40-99 · [bbh@bbh-online.de](mailto:bbh@bbh-online.de)



Dieses Gutachten wurde für unsere Mandantin und auf der Grundlage des mit unserer Mandantin bestehenden Mandatsvertrages erstellt. Es ist für den eigenen Gebrauch unserer Mandantin bestimmt. Vor einer Weitergabe des Gutachtens, ganz oder in Teilen, einer Veröffentlichung oder einer Bezugnahme im Außenverhältnis der Mandantin bedarf es einer schriftlichen Zustimmung durch uns.

Wir räumen der Mandantin ein einfaches, nicht auf Dritte übertragbares Nutzungsrecht ein, die erbrachten Leistungen für den internen Gebrauch zu vervielfältigen und/oder elektronisch zu speichern. Weitergehende Nutzungen sowie Bearbeitungen und Änderungen bedürfen der vorherigen Zustimmung durch BBH.

Wir stimmen zu, dass Studien und/oder deren Ergebnisse, die die Mandantin (DWV) durch Dritte (BBH) im Rahmen dieses Auftrags erstellen lässt, der Allgemeinheit, mindestens aber der Wissenschaft zugänglich gemacht werden und räumen dem Bund ein jeweils unwiderrufliches, unentgeltliches und nicht ausschließliches Benutzungs- bzw. Nutzungsrecht ein.

Gegenüber Dritten, die den Inhalt dieses Gutachtens ganz oder in Teilen zur Grundlage eigener Entscheidungen machen, übernehmen wir keine Verantwortung oder Haftung, es sei denn, dieser Dritte wurde ausdrücklich und durch schriftliche Vereinbarung in den Schutzbereich des Mandatsvertrages mit unserer Mandantin einbezogen oder wir haben mit diesem Dritten schriftlich etwas Abweichendes vereinbart.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Teil 1</b>	<b>Ausgangslage und Aufgabenstellungen</b>	<b>6</b>
<b>A.</b>	<b>Ausgangslage</b>	<b>6</b>
<b>B.</b>	<b>Wasserstoff in der Stahlherstellung: Beschaffungsoptionen</b>	<b>8</b>
	I. Weg 1: Wasserstoffbezug über Börse/Händler, Belieferung des Stahlstandorts mit (grünem) Wasserstoff	9
	II. Weg 2: Erzeugung von Wasserstoff am Stahlstandort, Belieferung des Standorts mit grünem Strom	9
	III. Weg 3: Erzeugung von Wasserstoff durch den Stahlhersteller an drittem Ort, Belieferung des Standorts mit grünem Wasserstoff	10
<b>Teil 2</b>	<b>Gang der Untersuchung</b>	<b>10</b>
<b>A.</b>	<b>Überblick</b>	<b>10</b>
<b>B.</b>	<b>Die fünf Arbeitspakete</b>	<b>11</b>
<b>Teil 3</b>	<b>Rechtliche Würdigung</b>	<b>13</b>
<b>A.</b>	<b>Arbeitspaket 1: Klimaschutzherausforderungen</b>	<b>13</b>
	I. Klimaschutzziele	13
	II. Herausforderungen der Industrie	13
	III. Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	15
<b>B.</b>	<b>Arbeitspaket 2: Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff</b>	<b>16</b>
	I. EEG-Umlage	16
	1) Eigenversorgung	17
	2) § 69b EEG 2021: Befreiung von der EEG-Umlage für Wasserstoff	24
	3) § 64a EEG 2021: Reduzierung der EEG-Umlage für Wasserstoff	30
	4) §§ 63ff. EEG: Allgemeine Reduzierung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen	40
	5) Messung und Abgrenzung der Strommengen	41
	II. Stromsteuer	43
	1) Anfallen der Stromsteuer	43
	2) Vollständige Entlastung von der Stromsteuer für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG)	44
	3) Teilweise Stromsteuerentlastung nach §§ 9b, 10 StromStG	48
	4) Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG	48
	5) Zwischenergebnis	49
	III. Stromnetzentgelte und netzentgeltbezogene Umlagen	49

1) Konzept ohne Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes	49
2) Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung	49
IV. Gasnetzentgelte / Einspeiseentgelt	61
V. Energiesteuer	61
<b>C. Arbeitspaket 3: Hochskalierung Schlüsseltechnologien</b>	<b>63</b>
I. Bei Wasserstoffnetzen andere Ausgangssituation als bei Strom/Gas	63
II. Regulierung von Wasserstoffnetzen nach der EnWG-Novelle 2021	64
1) Anpassung der gesetzlichen Definitionen	64
2) Der neue Abschnitt 3b: Opt-in-Regulierung von Wasserstoffnetzen	65
3) Vorgaben für alle Wasserstoffnetzbetreiber: Technischer Netzbetrieb	72
4) Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung	74
III. Beimischung: Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz	74
1) Bisheriger Rechtsrahmen anwendbar	75
2) Beimischungsquoten der DVGW Arbeitsblätter, Übergangsregeln	75
IV. Anwendbarkeit der Privilegierung in der GasNZV für Wasserstoff	76
1) Biogasvorschriften der GasNZV im Überblick	76
2) Ableitungen für Wasserstoff / Gleichstellung mit Biogas	81
V. Sonstige leitungsgebundene Wasserstoff-Infrastrukturen	82
1) Wasserstoff-Direktleitungen	83
2) Inselnetze	85
3) Förderung sonstiger leistungsgebundener H <sub>2</sub> -Infrastrukturen	86
<b>D. Arbeitspaket 4: Identifikation von Hemmnissen und Empfehlungen</b>	<b>86</b>
I. Hemmnisanalyse und Empfehlungen zu AP <sub>2</sub> : Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff	86
1) Anforderungen an grünen Wasserstoff aus dem Delegated Act	86
2) Klimaschutz- und Umweltenergie-Beihilfeleitlinien (KUEBLL)	90
II. Hemmnisanalyse und Empfehlungen zu AP <sub>3</sub> : Hochskalierung Schlüsseltechnologien	93
1) Transportbedarf für grünen Industrie-Wasserstoff	93
2) Fehlender und untauglicher Regulierungsrahmen für netzgebundenen Wasserstofftransport als zentrales Hemmnis	93
3) Horizontale Kostenverteilung	94
4) Verhandelter Netzzugang	95

5) Nach wie vor technologiespezifischer Ansatz bei der Beimischung	96
<b>E. Arbeitspaket 5: Anreize zur emissionsarmen Stahlherstellung</b>	<b>97</b>
I. Anreizinstrumente für grünen Stahl	97
II. Quote / THG-Minderungsverpflichtung	99
1) Instrumentenbeschreibung	99
2) Vereinbarkeit mit dem Europarecht	101
3) Vereinbarkeit mit dem Verfassungsrecht	107
4) Ausgestaltungsoptionen	108
5) Ergebnis	109
III. Labelling von grünem Stahl	110
1) Instrumentenbeschreibung	110
2) Europarechtlicher Rahmen	110
3) WTO-Recht	115
4) Nationales Verfassungsrecht	118
IV. Förderrichtlinien für die Erzeugung von grünem Stahl	122
V. Klimaschutzverträge: Carbon Contracts for Difference	124
1) Klimaschutzverträge als Anreizinstrument für grünen Stahl: Grundsätzliche Ausgestaltungsvarianten	124
2) Instrumentenbeschreibung CCfD	125
3) Vereinbarkeit mit dem Europarecht	126
4) Vereinbarkeit mit dem Verfassungsrecht	133
5) Ausgestaltungsoptionen zur Refinanzierung der Förderzahlungen	133
<b>F. Rechtliche Randbedingungen für den Import von grünem Wasserstoff</b>	<b>134</b>
I. Import aus anderen europäischen Ländern	134
II. Import aus Drittstaaten	135
<b>Teil 4 Zusammenfassung</b>	<b>137</b>
I. Klimaneutralität: Herausforderungen für die Industrie	137
II. Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und Wasserstoff	138
III. Hochskalierung von Schlüsseltechnologien	140
IV. Hemmnisse	143
V. Anreize zur emissionsarmen Stahlherstellung	144
1) Instrumentenbeschreibungen	144
2) Rechtliches Prüfungsergebnis im Überblick	147

## Teil 1 Ausgangslage und Aufgabenstellungen

### A. Ausgangslage

Die Europäische Union - und damit auch Deutschland - haben sich im Wege des „European Green Deal“ verpflichtet, bis zum Jahr 2050 ihre Treibhausgasemissionen auf null zu reduzieren. Deutschland hat sich mit dem novellierten Klimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, die Treibhausgasneutralität nun bereits im Jahr 2045 zu erreichen. Für die Industrie bedeutet dies eine besondere Herausforderung. Denn allein bis 2030 müssten die Emissionen um ein Viertel reduziert werden – in den letzten Jahren stagnierten diese jedoch.<sup>1</sup> Der Industriesektor weist zudem die Besonderheit auf, dass aufgrund der langen technischen Lebensdauer der Anlagen von bis zu 50 Jahren lange Reinvestitionszyklen bestehen.<sup>2</sup> Viele der betroffenen Anlagen stehen jetzt wieder zu Reinvestition an. Es gilt damit den anstehenden Reinvestitionszyklus zu nutzen, um Stilllegungen und „stranded investments“ zu vermeiden.

Grüner Wasserstoff stellt dabei ein Schlüsselement für die Defossilisierung des Industriesektors dar. Dies gilt insbesondere für die Stahlerzeugung, wenn diese zukünftig – wofür heute viel spricht – wasserstoffbasiert in Direktreduktionsanlagen erfolgen wird:<sup>3</sup> Es darf davon ausgegangen werden, dass der Stahl der Zukunft mit emissionsfreiem, letztlich voraussichtlich grünem Wasserstoff produziert werden wird. Emissionsfreie Wasserstofftechnologien, innovative Produktionsverfahren und neue Wertschöpfungsketten sind Voraussetzungen für eine erfolgreiche Transformation der Stahlindustrie und sollen gleichzeitig den Aufbau einer grünen Wasserstoffindustrie in Deutschland ermöglichen. Eine grüne Stahlproduktion stärkt die Wettbewerbsfähigkeit und die Führungsrolle des Industriestandortes Deutschland in einer klimaneutralen Welt und sichert qualifizierte Industriearbeitsplätze.

Die deutsche Stahlindustrie ist weltweit führend in umweltschonenden Innovationen und Energieeffizienz und konnte ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 1990 bereits um rund 23 % reduzieren. Die Stahlbranche will einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten und mit Hilfe von grünem Wasserstoff bis zur Mitte

---

<sup>1</sup> Agora Energiewende, Klimaneutrale Industrie, S. 10.

<sup>2</sup> Agora Energiewende, Klimaneutrale Industrie, S. 11 und 33ff.

<sup>3</sup> Agora Energiewende, Klimaneutrale Industrie, S. 44.

des Jahrhunderts nahezu emissionsfreie Stähle produzieren. Die Reform des Klimaschutzgesetzes mit anspruchsvollen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen um 65 % bis 2030 gegenüber 1990 und zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 stellt die Stahlindustrie in Deutschland vor enorme Herausforderungen, ihre grüne Transformation zu beschleunigen.

Die heute genutzten konventionellen Verfahren nähern sich im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Reduzierung ihren theoretischen Optima. Für die weitere gravierende Senkung der Treibhausgasemissionen sind disruptive kostenintensive Technologiewechsel, ein Umstieg von Koks- und Kohle über Erdgas zu Wasserstoff sowie ein Ausbau der Kreislaufwirtschaft unumgänglich. Vor allem muss die Hochofen-Route durch die sog. wasserstoffbasierte DRI-Produktionsroute ersetzt werden: Dabei wird der Sauerstoffanteil aus den Eisenerzen mithilfe von Wasserstoff in Direktreduktionsanlagen reduziert und der erzeugte Eisenschwamm (direct reduced iron; DRI) anschließend zu Stahl weiterverarbeitet. Wird ausschließlich grüner Wasserstoff eingesetzt, lassen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig nahezu vollständig auf null senken. Die notwendige Menge an grünem Wasserstoff kann dabei sowohl direkt am Standort hergestellt oder über ein Pipeline-Netz bereitgestellt werden.

Die Direktreduktion von Eisenerzen mit Erdgas, dessen Hauptbestandteil Methan die Reduktionsmittel Kohlenstoff und Wasserstoff enthält, und mit Erdgas/grüner Wasserstoff-Beimischungen – mit perspektivisch steigenden Anteilen an grünem Wasserstoff – ist als Brückenlösung ab 2025 bis 2030 großtechnisch verfügbar. Wird ausschließlich grüner Wasserstoff eingesetzt, ist eine CO<sub>2</sub>-Minderung von ca. 95 % gegenüber den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Hochofenroute möglich.

Die geschilderte Transformation des Stahlsektors kann nicht isoliert erfolgen: Neben den kapitalintensiven Investitionen in Technologien und Produktionsanlagen müssen auch die erneuerbaren Energien, die grüne Wasserstoffproduktion, die Stromnetze und die Gasinfrastruktur in einem immensen Umfang und mit beschleunigtem Tempo entsprechend ausgebaut oder umgebaut werden. Damit die ambitionierten Emissionsreduktionsziele erreicht werden können, muss jetzt gehandelt werden. Die heute getroffenen Investitionsentscheidungen für die Instandhaltung der bestehenden Hochöfen haben aufgrund der langen Reinvestitionszyklen von bis zu 20 Jahren Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der nächsten Jahrzehnte. Deshalb müssen die erforderlichen klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie wirksame Maßnahmen auf europäischer und nationaler Ebene zur Sicherstellung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Stahlbranche und zum Aufbau einer grünen Wasserstoffindustrie zügig umgesetzt werden.

Die vorliegende rechtliche Begutachtung erfolgt im Auftrag der Fachkommission HySteel des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbandes (DWV). Diese Fachkommission ist ein branchenübergreifender Zusammenschluss von Unternehmen und Organisationen aus Wirtschaft und Wissenschaft und wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) gefördert. Die Mitglieder der Fachkommission verfolgen gemeinsam das Ziel, eine zukunftsweisende Strategie für eine emissionsarme, wasserstoffbasierte Stahlproduktion im Jahr 2045 für Deutschland zu erarbeiten. DWV und HySteel-Mitglieder nutzen ihre Erfahrungen und ihr Know-How, um dieses Ziel gemeinsam umzusetzen. Dabei sollen die beteiligten Stakeholder durch den Aufbau einer offenen übersektoralen Technologie- und Innovationplattform zusammengebracht werden, um die politische Begleitung der Entwicklung von geeigneten Voraussetzungen für eine wirtschaftlich tragfähige und nachhaltige Markteinführung von grünen Stahlprodukten durch den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff zu unterstützen.

Neben der vorliegenden rechtlich-regulativen Begutachtung werden die technisch-wirtschaftlichen Fragestellungen des Einsatzes von Wasserstoff in der Stahlindustrie in einer parallel erstellten Begutachtung durch die Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) bearbeitet.

## **B. Wasserstoff in der Stahlherstellung: Beschaffungsoptionen**

Basis der vorliegend vorgenommenen Analyse des rechtlichen Status quo sowie die abgeleiteten Empfehlungen zur Entwicklung des regulatorischen Rahmens und schließlich zu Politikinstrumenten zur Förderung der Erzeugung von grünem Stahl in Deutschland sind bestimmte Vorstellungen über die Beschaffungsoptionen und das Bezugsverhalten der Stahlhersteller in Bezug auf den grünen Wasserstoff.

Wird die mit Koks Kohle als Reduktionsmittel arbeitende Hochofen-Route durch die wasserstoffbasierte DRI-Produktionsroute ersetzt, wird der Sauerstoffanteil aus den Eisenerzen mithilfe von Wasserstoff, übergangsweise noch anteilig mit Erdgas, reduziert und der erzeugte Eisenschwamm (DRI) anschließend zu Stahl weiterverarbeitet. Wird ausschließlich grüner Wasserstoff eingesetzt, lassen sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig nahezu vollständig auf null senken.

Nachfolgend wird von folgenden Beschaffungsoptionen für eine Wasserstoffversorgung des Standort der Stahlherstellung (nachfolgend verkürzt auch als „Stahlstandort“ bezeichnet) ausgegangen, die durch die einzelnen Stahlhersteller kumulativ genutzt werden könnten:

## **I. Weg 1: Wasserstoffbezug über Börse/Händler, Belieferung des Stahlstandorts mit (grünem) Wasserstoff**

Zunächst werden die für die Stahlherstellung erforderlichen Mengen an grünem Wasserstoff voraussichtlich nicht zur Verfügung stehen. In Betracht kommt dann übergangsweise eine Direktreduktion des Eisenerzes mit Erdgas: Dessen Hauptbestandteil Methan enthält die Reduktionsmittel Kohlenstoff und Wasserstoff. Mit steigendem Dargebot an grünem Wasserstoff kann dieser dem Erdgas beigemischt werden. Dieses Vorgehen einer Wasserstoff-Beimischung zu einer Erdgasreduktion ist bei perspektivisch steigenden Anteilen an grünem Wasserstoff als Brückenlösung voraussichtlich ab 2025 bis 2030 großtechnisch verfügbar.

In diesem Szenario wird also die von der Stahlindustrie nachgefragte Menge an grünem Wasserstoff in einigen Jahren einsetzen und im Verlauf bis etwa 2030 stark ansteigen. Die Beschaffung dieser auf der Zeitschiene stetig zunehmenden Wasserstoffmengen dürfte deshalb nicht allein über eine Vorort-Erzeugung am Standort der Stahlerzeugung erfolgen, sondern über Wasserstoffhändler bzw. eine dann bestehende Wasserstoffbörse. Transportiert würde dieser beigemischte Wasserstoff zunächst ggf. über eine kaufmännisch-bilanzielle Lieferung (Gasabtausch), wie sie bei Biomethanlieferungen aktuell geübte Praxis ist, über das bestehende Erdgasnetz.

Mit Übergang zu einer physischen Versorgung mit grünem Wasserstoff muss dieser dann über eine Wasserstoffpipeline an den Stahlstandort geliefert werden. Dazu könnten bestehende Gasleitungen auf Wasserstoff umgestellt werden oder, je nach den Umständen, Direktleitungen von der Wasserstoffherzeugung zum Stahlstandort verlegt werden.

## **II. Weg 2: Erzeugung von Wasserstoff am Stahlstandort, Belieferung des Standorts mit grünem Strom**

Zudem dürften Stahlhersteller zur Absicherung ihres Wasserstoffbezugs, und damit zur Absicherung eines unterbrechungsfreien Produktionsprozesses, für grünen Stahl in Teilen den erforderlichen Wasserstoff in Elektrolyseanlagen am Stahlstandort selbst erzeugen. Damit könnten dann auch Lastspitzen beim Wasserstoffbezug abgefahren werden.

In diesem Fall würde der Stahlstandort über das Stromnetz mit grünem Strom beliefert und dort grüner Wasserstoff zur Erzeugung von grünem Stahl (anteilig) vor Ort erzeugt. In Ausnahmefällen könnte der grüne Strom auch über eine Direktleitung etwa von einem Windpark oder Solarpark an den Elektrolyseur am Stahlstandort geliefert werden.

### III. **Weg 3: Erzeugung von Wasserstoff durch den Stahlhersteller an drittem Ort, Belieferung des Standorts mit grünem Wasserstoff**

Schließlich ist vorstellbar, dass Stahlhersteller ihren Wasserstoffbezug auch dadurch absichern, dass sie grünen Wasserstoff selbst an einem dritten Ort herstellen, also etwa bei einem von ihnen oder von Dritten betriebenen Windpark. Der Transport des Wasserstoffs würde dann wie bei Weg 1 über das Gasnetz bzw. perspektivisch über Wasserstoffleitungen erfolgen.

Einerseits ist denkbar, dass der an einem dritten Ort erzeugte grüne Wasserstoff von dort über Verbundnetze, d. h. miteinander vermaschte Wasserstoffnetze zum Stahlstandort transportiert wird. Demgegenüber könnten sich in der Anfangsphase auch „Wasserstoff-Cluster“ etablieren. Damit ist der leitungsgebundene Wasserstofftransport außerhalb des Verbundnetzes gemeint, indem Wasserstoff vom Ort der Erzeugung bzw. dritten Ort innerhalb eines Inselnetzes oder über eine Direktleitung zum Stahlstandort transportiert wird.

## Teil 2 **Gang der Untersuchung**

### A. **Überblick**

Gegenstand der vorliegenden Begutachtung ist zunächst die in drei Arbeitspakete aufgefächerte Analyse der maßgeblichen europäischen und deutschen Rahmenbedingungen für eine Umstellung der Stahlerzeugung in Deutschland auf wettbewerbsfähigen und nachhaltig erzeugten grünen Stahl auf Basis von grünem Wasserstoff. Im vierten Arbeitspaket werden dann die in der Analyse identifizierten rechtlichen, regulatorischen und – soweit aus dem Rechtsrahmen ableitbar – wirtschaftlichen Hemmnisse für eine Stahlproduktion mit grünem Wasserstoff dargestellt und Empfehlungen zu deren Beseitigung erarbeitet.

Arbeitspaket fünf wendet den Blick dann komplett in die Zukunft und untersucht vier Politikinstrumente, die in verschiedenen Zusammenhängen die Erzeugung von grünem Stahl unter Verwendung von grünem Wasserstoff Wirklichkeit werden lassen könnten, nämlich eine verpflichtende Quote für grünen Stahl, die Festlegung von Standards für die grüne Stahlherstellung, Förderrichtlinien für die Subventionierung des Technologiewechsels zur Direktreduktion sowie schließlich eine Förderung der grünen Stahlherstellung über Klimaschutzverträge (Contracts for differences) letztlich in der Ausgestaltungsvariante als Carbon Contracts for differences (CCfD).

## B. Die fünf Arbeitspakete

Das **Arbeitspaket 1** beinhaltet dabei eine kurze Darstellung der gesetzlichen Regelungen, welche die **Stahlindustrie** zur **Reduktion ihres Treibhausgasausstoßes verpflichten**. Dies umfasst insbesondere die Zielvorgaben des europäischen und des nationalen Klimaschutzgesetzes, des Green Deals sowie die für den Industriesektor relevanten Vorgaben und Verpflichtungen aus der Emissionshandels-Richtlinie und der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie.

Das **Arbeitspaket 2** umfasst eine allgemeine Darstellung der auf die **Wasserstoffproduktion** anfallenden **Steuern, sonstigen Abgaben** und Umlagen. Zentral ist dabei zunächst die grundsätzlich entstehende Pflicht zur Zahlung der **EEG-Umlage**. Es wird daher geprüft, ob und inwieweit Reduzierungen oder Befreiungen von der EEG-Umlage für den Strombezug eines Elektrolyseurs in Betracht kommen. Dabei stehen die „neuen“ Regelungen des EEG 2021 im Vordergrund: Unter welchen Voraussetzungen können – neben einer EEG-Umlagereduzierung für die Eigenversorgung – auch eine EEG-Umlagereduzierung für die Herstellung gerade von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen nach § 64a EEG 2021 oder eine Befreiungsregelung für grünen Wasserstoff nach § 69b EEG 2021 für die Herstellung von Wasserstoff greifen? In der gerade geänderten Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV) hat der Gesetzgeber die wesentlichen Anforderungen für eine Einordnung als grünen Wasserstoff für das Eingreifen der EEG-Umlagebefreiung geregelt.

Daneben ist eine mögliche **Stromsteuerbelastung** bzw. das Vorliegen von Befreiungs- oder Reduzierungsregelungen zu prüfen. Gleiches gilt für weitere Preisbestandteile klassischer Stromlieferungen wie das **Netzentgelt**, sofern der Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, und **netzentgeltbezogenen Umlagen** (KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage sowie die Konzessionsabgabe). Wichtiger Befreiungstatbestand zumindest für die Netzentgelte selbst enthält dabei § 118 Abs. 6 EnWG.

In Arbeitspaket 2 wird zudem geklärt, was aktuell mit dem Begriff „**grüner Wasserstoff**“ in verschiedenen Normzusammenhängen gemeint ist: Gegenwärtig gibt es noch keine einheitliche Begriffsbestimmung für „grünen Wasserstoff“. Dabei werden auch die aktuellen Anforderungen aus den sog. **Delegierten Rechtsakten** („delegated acts“) zur Normkonkretisierung der RED II behandelt. Schließlich finden sich in diesem Arbeitspaket Ausführungen zum Thema **Zertifizierung** von grünem Wasserstoff (Zertifizierungsanforderungen für grünen Wasserstoff insbesondere aus der Erneuerbaren Energien Richtlinie RED II und bisherige Initiativen zu diesem Thema (z.B. „Certify“)).

**Arbeitspaket 3** behandelt zunächst den Rechtsrahmen für die **Regulierung von Wasserstoffnetzen**, also insbesondere die neuen Vorgaben aus dem seit dem 27.07.2021 in Kraft getretenen Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze (**EnWG-Novelle 2021**). Im Arbeitspaket 3 wird außerdem der Rechtsrahmen für die **Einspeisung von Wasserstoff** in das Erdgasnetz erörtert. Schließlich wird dort auf die Anwendbarkeit der Privilegierungen gemäß der Gasnetzzugangsverordnung (**GasNZV**) über die Gleichstellung von Wasserstoff mit Biogas nach § 3 Nr. 10f EnWG eingegangen.

In **Arbeitspaket 4** werden die vorhergehenden drei Arbeitspakete ergänzt um die wesentlichen **Hemmnisse**, die sich bei der rechtlichen Analyse erwiesen haben. Sodann werden jeweils **Empfehlungen** zur Beseitigung der Hemmnisse gegeben.

**Arbeitspaket 5** wendet den Blick dann in Richtung **Förderung**: Inwieweit sind aktuell Investitions- und Betriebskostenförderungen überhaupt zulässig. Letztere erweisen sich häufig als **beihilfenrechtlich** problematisch. Zudem werden dort **verfassungsrechtliche Aspekte** diskutiert: Welche Spielräume eröffnet neben dem Europarecht das Verfassungsrecht für Fördersysteme von „grüner Stahlerzeugung“, welche Grenzen werden hier gesetzt?

Zum „Pflichtenheft“ dieses Arbeitspakets gehört auch die Prüfung diskutierter **Förderansätze** – neben einer Quote für grünen Wasserstoff bei der Stahlherstellung die Festlegung weiterer Standards für eine „grüne“ Stahlerzeugung. Welche europa- und verfassungsrechtlichen Determinanten bestehen etwa für deren Umsetzbarkeit? Bezogen auf die **Quote** für Wasserstoff bzw. grünen Stahl – etwa in der Ausgestaltung einer gesetzlichen, sich im Zeitverlauf verschärfenden THG-Minderungspflicht – betrifft dies insbesondere die Warenverkehrsfreiheit und das Sekundärrecht (insb. RED II). Aus verfassungsrechtlicher Sicht ist eine Quote oder THG-Minderungspflicht vor allem an Art. 12 GG (Berufsfreiheit) und Art. 3 GG (Allgemeiner Gleichheitsgrundsatz) zu messen. Hinsichtlich der **Festlegung von Produktstandards** (Labelling) sind vor allem die Regelungen zur Produktkennzeichnung zu prüfen. Hier wird geklärt, ob und inwieweit auf europäischer Ebene abschließend harmonisierte Vorgaben (z.B. Ökodesignanforderungen) bestehen. Gefördert werden könnte die Erzeugung von grünem Stahl freilich auch über gewöhnliche **Förderrichtlinie**, über die etwa Investitionsbeihilfen ausgereicht werden. Schließlich erfolgt hier eine Prüfung rechtlicher Grenzen von **Klimaschutzverträgen** (dabei als Carbon Contracts for Differences, CCfD), mit denen die „Wirtschaftlichkeitslücke“ beim Einsatz von grünem Wasserstoff in der Stahlerzeugung geschlossen werden könnte. Es zeichnet sich ab, dass sich die vier behandelten Politikinstrumente mit ihren unterschiedlichen Anknüpfungspunkten und Zielstellungen ergänzen, so dass diese alle – in noch zu klärenden, vorliegend aber angespro-

chenen Ausgestaltungsvarianten und einer zeitlichen Abfolge, der zum Markthochlauf passt – zur Anwendung kommen könnten.

Zuallerletzt werden kurz mögliche rechtliche Vorgaben für den **Import** von Wasserstoff betrachtet und abschließend die Ergebnisse knapp **zusammengefasst**.

### Teil 3 Rechtliche Würdigung

#### A. Arbeitspaket 1: Klimaschutz Herausforderungen

##### I. Klimaschutzziele

Deutschland hat sich im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens verpflichtet, den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C zu begrenzen. Die Europäische Union hat sich daher im Wege des „European Green Deal“ bis zum Jahr 2050 zur Klimaneutralität verpflichtet. Diese Zielvorgabe wurde nun mit dem am 29.07.2021 in Kraft getretenen Europäischen Klimaschutzgesetz<sup>4</sup> auch gesetzlich festgeschrieben. Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen zudem um 55 % gegenüber 1990 reduziert werden.

Aktuellen Untersuchungen zur Folge kann die Treibhausgasneutralität aber auch bereits in 2045 erreicht werden.<sup>5</sup> Im Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes<sup>6</sup> (im Folgenden: **KSG**) hat sich die Bundesregierung daher zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 bekannt (§ 3 Abs. 2 KSG). Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65 % und bis zum Jahr 2040 um mindestens 88 % verringert werden.

Die Ziele sind damit nun klar definiert. Die Industrie stellt dies allerdings vor eine gewaltige Transformationsaufgabe.

##### II. Herausforderungen der Industrie

Um das Ziel der Klimaneutralität in der Industrie zu erreichen, reicht es nicht, ältere Bestandsanlagen durch effizientere Neuanlagen, die weiterhin auf konventionelle

<sup>4</sup> Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 30.06.2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimaschutzgesetz), Abl. L 243.

<sup>5</sup> *Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, abrufbar unter: [https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/04/2021\\_KNDE2045\\_Zusammenfassung\\_DE.pdf](https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/04/2021_KNDE2045_Zusammenfassung_DE.pdf).*

<sup>6</sup> Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) v. 12.12.2019 BGBl. I S. 2513, zuletzt geändert durch Art. 1 G. v. 18.08.2021 BGBl. I S. 3905.

Verfahrensweisen setzen, zu ersetzen. Vielmehr müssen die bestehenden Produktionsverfahren durch neuartige Technologien ersetzt werden.<sup>7</sup> In der Stahlindustrie ist dies insbesondere die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff, die übergangsweise auch mit Erdgas erfolgen kann.<sup>8</sup> Diese Technologie ist zwar bereits entwickelt, muss aber noch zur Marktreife gebracht werden, was aufgrund der Erreichung der Klimaschutzziele und der für den Industriesektor typischen langen Investitionszyklen bereits kurzfristig erfolgen muss.<sup>9</sup> Denn die kapitalintensiven Produktionsanlagen verfügen häufig über sehr lange Lebensdauern von 50 und mehr Jahren. Um bis 2045 die Klimaneutralität in der Industrie zu erreichen, muss daher bereits der nun anstehende Investitionszyklus genutzt werden, um die bestehenden Produktionsstandorte auf CO<sub>2</sub>-neutrale Verfahrensweisen umzurüsten.<sup>10</sup> Bereits in den nächsten Jahren stehen hier erhebliche Reinvestitionen an. So erreichen etwa 50% der Hochöfen das Ende ihrer Lebensdauer.<sup>11</sup> Daraus folgt, dass die notwendigen Schritte in Richtung Transformation des Industriesektors bereits jetzt eingeleitet werden müssen.

Eine weitere Besonderheit besteht aber auch darin, dass die deutsche Industrie – einschließlich der Stahlindustrie – im internationalen Wettbewerb mit anderen Unternehmen steht. Der daraus resultierende hohe Wettbewerbsdruck stellt die Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele im Industriesektor ebenfalls vor besondere Herausforderungen. Es gilt zu vermeiden, dass Produktionsstandorte in Deutschland aufgegeben und ins weniger streng regulierte Ausland verlagert werden (carbon leakage).<sup>12</sup>

Schließlich besteht eine weitere ganz entscheidende Herausforderung darin, dafür zu sorgen, dass grüner Strom und daraus resultierende Folgeprodukte – insbesondere grüner Wasserstoff – in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Insbesondere die Stahlproduktion auf der Basis von grünem Wasserstoff weist einen sehr hohen Bedarf an grünem Wasserstoff und damit auch grünem Strom auf. Es ist daher von entscheidender Bedeutung, dass grüner Strom und Wasserstoff in

---

<sup>7</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 12, abrufbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf).

<sup>8</sup> *Prognos u.a.*, Klimaneutrales Deutschland 2045. Langfassung, S. 49.

<sup>9</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 37.

<sup>10</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 12.

<sup>11</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 26.

<sup>12</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 36.

ausreichenden Mengen und zu tragbaren Kosten zur Verfügung stehen.<sup>13</sup> Probleme bereiten hier insbesondere die hohen Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Verbrauch von Strom sowie die mangelnde Flächenverfügbarkeit für den Zubau neuer Windenergieanlagen und die Dauer und Komplexität der Genehmigungsverfahren. Auch die Transportinfrastruktur muss dann rechtzeitig zur Verfügung stehen. Auch hier sind dringend weitere Reformen des Genehmigungsrechts nötig. Neben der heimischen Wasserstoff- und Stromproduktion muss auch der Import vor allem von grünem Wasserstoff aufgebaut werden.

Klar ist damit, dass die erfolgreiche Transformation in der Industrie besonderen Herausforderungen begegnet. Die Industrieunternehmen sind vor allem rechtzeitig auf politische und rechtliche Rahmenbedingungen angewiesen, die sie bereits im anstehenden Investitionszyklus in die Lage versetzen, die notwendigen Investitionen in die noch deutlich teureren klimaneutralen Technologien zu tätigen, ohne dabei die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen zu gefährden.<sup>14</sup> Zudem muss alles getan werden, um hinreichend grünen Strom zur Verfügung zu stellen.

### III. Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Nach einem Entwurf für eine Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie<sup>15</sup> vom 14.07.2021 (im Folgenden: **RED III-Entwurf**) sollen nun Vorgaben für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Industrie eingeführt werden. Danach sollen die Mitgliedstaaten sich bemühen, sicherzustellen, dass der Anteil erneuerbarer Energien in der Industrie jährlich um einen indikativen Anteil von mindestens 1,1 Prozentpunkte bis 2030 ansteigt. Eine ganz wesentliche Rolle für die Transformation der Stahlindustrie spielt dabei der grüne Wasserstoff, dessen Herstellung ebenfalls noch die mit Abstand höchsten Kosten aufweist. Mitgliedstaaten sollen hier nach dem Richtlinienentwurf künftig sicherstellen, dass die sog. erneuerbaren Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs („renewable fuels of non-biological origin“) bis 2030 einen Anteil von 50% an dem in der Industrie eingesetzten Wasserstoff ausmachen.<sup>16</sup> Dies umfasst Wasserstoff, sofern er mittels Elektrolyse aus Wind- oder PV-Strom erzeugt worden ist.<sup>17</sup> Auf europäischer Ebene erfolgt damit

---

<sup>13</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 37.

<sup>14</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 12.

<sup>15</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen v. 21.12.2018, ABl. L 328/82.

<sup>16</sup> Commission, „Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001, COM(2021) 557 final, S. 36, Art. 22a.

<sup>17</sup> *Hoffmann*, „Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?“, ZNER 300 (302).

ein erster Schritt, um die Transformation in der europäischen Industrie einzuleiten und die Mitgliedstaaten zu weiteren Maßnahmen zu verpflichten.

## **B. Arbeitspaket 2: Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff**

Untersuchungsgegenstand in **Arbeitspaket 2** sind zunächst die bei der **Wasserstoffproduktion** im Elektrolyseur insbesondere stromseitig anfallenden **Steuern**, sonstigen **Abgaben** und Umlagen. Dies betrifft in besonderem Maße die **EEG-Umlage**: Greifen Regelungen, die zu einer Reduzierung oder gar einer Befreiung von der EEG-Umlage für den Strombezug des Elektrolyseurs vorsehen? In Betracht kommen dafür – neben einer EEG-Umlagereduzierung im Rahmen einer Eigenversorgungskonstellation – vor allem die „neuen“ Regelungen des EEG 2021, also die Umlagereduzierung für die Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen nach § 64a EEG 2021 oder die Befreiungsregelung für grünen Wasserstoff nach § 69b EEG 2021. Betrachtet werden dabei auch die neuen Regelungen der Erneuerbaren-Energien-Verordnung, in denen die wesentlichen Anforderungen für eine Einordnung von Wasserstoff als „grün“ enthalten sind – diese sind Voraussetzungen für das Eingreifen der EEG-Umlagebefreiung.

Danach wendet sich der Blick auf die weiteren Abgaben und Umlagen, die bei Stromlieferungen üblicherweise anfallen, also u.a. die Stromsteuer (greifen Befreiungs- oder Reduzierungsregelungen?), das Netzentgelt sowie die **netzentgeltbezogenen Umlagen** (KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage sowie die Konzessionsabgabe).

Schließlich ist in Arbeitspaket 2 zu klären, was – jenseits von § 69b EEG 2021 – aktuell mit dem Begriff **„grüner Wasserstoff“** in verschiedenen Normzusammenhängen gemeint ist: Gegenwärtig gibt es noch keine einheitliche, gesetzesübergreifende Begriffsbestimmung für „grünen Wasserstoff“. Dabei werden auch die aktuellen Anforderungen aus den sog. **Delegierten Rechtsakten** („delegated acts“) zur Normkonkretisierung der RED II behandelt. Den Abschluss dieses Arbeitspaketes bilden Ausführungen zum Thema **Zertifizierung** von grünem Wasserstoff: welche Zertifizierungsanforderungen gelten für grünen Wasserstoff insbesondere aus der aktuellen Erneuerbaren Energien Richtlinie RED II? Welche bisherigen Initiativen gibt es zu diesem Thema (z.B. „Certify“)?

### **I. EEG-Umlage**

Bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff in einem Elektrolyseur, der sodann etwa in der Stahlerzeugung eingesetzt werden soll, wird Strom eingesetzt. Für die-

sen Strom fällt zumindest gegenwärtig<sup>18</sup> im Grundsatz EEG-Umlage an. Dies gilt sowohl, wenn der Strom an den Betreiber des Elektrolyseurs geliefert wird oder wenn dieser sich den Strom selbst erzeugt („Eigenerzeugung“). Dabei ist auch unerheblich, ob der Strom über ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet, lediglich innerhalb einer Kundenanlage entnommen oder über eine Direktleitung geliefert wird.

Fraglich ist zunächst, ob für den zur Wasserstofferzeugung im Elektrolyseur verwendeten Strom eine **EEG-Umlagebefreiung für Eigenerzeugung** in Betracht kommt (dazu unter 1). Neben einer EEG-Umlagereduzierung für die Eigenversorgung kommt eine **Befreiung der EEG-Umlage für grünen Wasserstoff** nach § 69b EEG 2021 (dazu Teil 3, B. 1)d)) oder eine Reduzierung der EEG-Umlage nach § 64a EEG 2021 (dazu Teil 3, B.I.3)) in Betracht.

#### 1) **Eigenversorgung**

Voraussetzung für eine Reduzierung oder Befreiung von der EEG-Umlage in der Eigenversorgung ist das Vorliegen einer Eigenversorgung i. S. d. EEG 2021. Wenn eine Eigenversorgung vorliegt, hängt die Rechtsfolge einer Reduzierung oder einer Befreiung von der EEG-Umlage von zahlreichen weiteren Voraussetzungen ab.

##### a) **Relevanz einer Eigenversorgung für Stahlerzeugung mit Wasserstoff**

Im Kontext einer grünen Wasserstofferzeugung für eine Verwendung in einem Stahlwerk geht es mithin um die Frage, wer Betreiber der Erzeugungsanlage, etwa eines Off-Shore Windparks oder einer Solar-Freiflächenanlage, ist und ob diese Rechtsperson zugleich auch Betreiber des Elektrolyseurs zur Wasserstofferzeugung ist. Dann kann eine Eigenversorgungssituation gegeben sein und damit eine reduzierte EEG-Umlage anfallen oder in einer Bestandseigenversorgungssituation die EEG-Umlagepflicht ganz entfallen.

Wer Verwender des Wasserstoffs ist, spielt dagegen insoweit keine Rolle. Für einen Stahlerzeuger, der sich ggf. bei mehreren Wasserstofferzeugern bzw. über eine Börse oder über Händler eindecken wird (Wasserstoffbeschaffung über Weg 1, vgl. oben Teil 1 B I.), ist dies also lediglich hinsichtlich des Preises wichtig: Je umfassender die Befreiung des Elektrolyseurbetreibers und Herstellers des Wasserstoffs von der an sich gegebenen EEG-Umlagepflicht, desto eher ist dieser in der Lage, einen

---

<sup>18</sup> Die neue Bundesregierung plant die Umgestaltung der Refinanzierung der EEG-bedingten Aufwendungen. Nach dem Osterpaket soll die EEG-Umlage zum 01.07.2022 abgeschafft und die Ausgaben letztlich steuerfinanziert werden. Die nachfolgenden Ausführungen zur EEG-Umlage dürften deshalb hinfällig werden.

wettbewerbsfähigen Preis anzubieten. Aus der Perspektive des Stahlerzeugers ist dabei Art und Weise (Eigenversorgung oder § 64a EEG oder § 69b EEG) der Befreiung von der EEG-Umlage und deren Umfang (auf 40 %, auf 15 %, auf null für die ersten 5000 Vbh/a?) eine Frage der Preisbildung und der Transparenz der Kosten beim Anbieter.

Ein anderer Fall würde jedoch vorliegen, wenn der Stahlerzeuger selbst Wasserstoff erzeugen möchte. Um über eine (neu aufgenommene) Eigenversorgung nach § 61a ff. EEG zu einem reduzierten EEG-Umlagesatz von 40 % zu kommen, müsste er dann Betreiber der Stromerzeugungsanlage und des Elektrolyseurs sein (Beschaffung über Weg 2 in der Untervariante direkter Strombezug, vgl. oben Teil 1, B., II.)). Zudem müssten weitere Voraussetzungen vorliegen: Insbesondere dürfte keine Nutzung des Stromnetzes erfolgen. Zudem müssten Erzeugung und Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang stehen (vgl. die Begriffsbestimmung *Eigenversorgung* in § 3 Nr. 19 EEG 2021). Da vermutlich eine Stromerzeugung im erforderlichen Umfang im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit einer Anlage zur Stahlerzeugung (s.u. b) bb) nur ganz ausnahmsweise in Betracht kommt (Beschaffung über Weg 2 in der Untervariante), erscheint diese Konstellation allenfalls dann als praxisrelevant, wenn der Stahlerzeuger Anlagen zur Strom- und Wasserstoffherstellung räumlich abgesetzt betreibt und der Wasserstoff über das Gasnetz oder ggf. über eine Wasserstoff-Direktleitung zur Stahlhütte transportiert wird (Beschaffung über Weg 3). Nach unserer Einschätzung könnte eine solche Lösung im Kontext Stahlerzeugung in Anbetracht der großen Mengen Wasserstoff, die der Stahlhersteller benötigen wird, vermutlich eher die Ausnahme darstellen. Die nachfolgende Darstellung der Rechtslage zur Eigenversorgung ist deshalb bewusst knappgehalten.

Für den Erzeuger des Wasserstoffs kommt es darauf an, unter den verschiedenen Wegen für eine EEG-Umlagebefreiung den auszuwählen, der insgesamt zur geringsten EEG-Umlagebelastung führt, will er seine Wettbewerbsfähigkeit nicht gefährden. Dabei halten wir den Fall, dass die Eigenversorgungsregelungen als die wirtschaftlich günstigsten ermittelt wird, wegen der neuen Regelungen in § 64a EEG und § 69b EEG für eher unwahrscheinlich. Eintreten könnte er insbesondere, wenn die noch ausstehenden Genehmigungen durch die Europäische Kommission versagt werden oder wenn aber eine Bestandseigenversorgung vorliegt, in der sich die EEG-Umlage auf null reduziert.

## **b) Voraussetzungen der Eigenversorgung**

Eine Eigenversorgung i. S. d. EEG liegt gemäß § 3 Nr. 19 EEG 2021 vor, wenn die natürliche oder juristische Person, die die Stromerzeugungsanlage betreibt, den

Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht und wenn der Strom nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung durchgeleitet wird.

#### aa) **Personenidentität**

Zentrale Voraussetzung für die Eigenversorgung i. S. d. EEG 2021 ist die Personenidentität zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlagen (z.B. des Windparks) einerseits und dem Stromverbraucher, hier also dem Betreiber des Elektrolyseurs, andererseits. Dabei findet eine streng formale Betrachtung statt, d. h., es kommt auf die einzelne juristische Person an. Eine Konzernbetrachtung, bei der miteinander verbundene Unternehmen als eine Person betrachtet werden, ist nach der Rechtsprechung ausdrücklich nicht zulässig.

Zwar definiert das EEG nicht den Begriff *Betreiber einer Stromerzeugungsanlage* im Sinne des § 3 Nr. 43b EEG 2021 ist, sondern nur, wer *Betreiber einer EEG-Anlage* im Sinne des § 3 Nr. 1 EEG 2021 ist. Auch wenn der Begriff EEG-Anlage (Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) enger ist als der der Stromerzeugungsanlage (Stromerzeugung aus irgendeinem Energieträger), werden vorliegend die Kriterien auf die Bestimmung des Betreiberbegriffs der Stromerzeugungseinrichtung und der Verbrauchseinrichtung übertragen.<sup>19</sup> Danach ist Betreiber, wer

- 1) die **tatsächliche Herrschaft** über die Anlage ausübt,
- 2) ihre **Arbeitsweise** eigenverantwortlich **bestimmt** und
- 3) das **wirtschaftliche Risiko** trägt.<sup>20</sup>

Für die Betreibereigenschaft müssen diese Kriterien kumulativ erfüllt sein. Die Prüfung, wer das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs innehat, ist eine Frage des Einzelfalles und umfasst eine Gesamtschau der wirtschaftlichen Risikoverteilung insbesondere nach den vertraglichen Regelungen wie etwa den Anlagenpacht-, Miet-, Betriebsführungs- und Energielieferverträgen.

Vom Anlagenbetreiber zu unterscheiden ist der **Eigentümer** der Stromerzeugungs- bzw. Verbrauchseinrichtung. Eigentümer ist derjenige, der das Eigentum an der Anlage oder dem Verbrauchsgerät innehat, über diese also verfügen darf

---

<sup>19</sup> Hennig/von Bredow/Valentin, in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG-Kommentar, 5. Auflage 2018, § 3, Rn. 35; Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 23 f.

<sup>20</sup> Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 22.

(Veräußerung,...). Wie bereits dargelegt, setzt die Begründung der Betreiber-eigenschaft nicht auch das Eigentum an der Stromerzeugungsanlage oder der Verbrauchseinrichtung voraus. Betreiber der Stromerzeugungs- und der Verbrauchseinrichtung kann daher auch eine andere Rechtsperson als der Eigentümer sein, sofern diese die für die Betreiberstellung aufgeführten Kriterien erfüllt. (Technische) **Betriebsführer** sind in der Regel die Personen, die sich um die täglichen Arbeiten der technisch einwandfreien Durchführung des Betriebs der Anlage im Auftrag des Betreibers kümmern. Betriebsführer, die zwar die Anlage betreten und operativ steuern dürfen, und tatsächlich über den konkreten Einsatz der Anlage bestimmen, aber weder die Kosten noch das wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs tragen und die Anlage nicht auf eigene, sondern auf fremde Rechnung betreiben, sind in regelmäßiger Weise keine Betreiber. Auch verändert der Einsatz von Betriebsführern als Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen den Status als Betreiber nicht, solange gewährleistet bleibt, dass die genannten Kriterien für die Betreiber-eigenschaft auch beim Einsatz dieser Hilfspersonen weiterhin alleine in der Person des Betreibers erfüllt sind.<sup>21</sup>

Sofern für den Stromeinsatz im Elektrolyseur eine der EEG-Umlageprivilegierungen für eine **Eigenversorgung** in Anspruch genommen werden soll – dies umfasst hier insbesondere die Reduzierung auf 40% nach § 61b EEG 2021 sowie ggf. eine vollständige Befreiung nach § 61a EEG 2021 – muss sichergestellt sein, dass die Betreiberin der Stromerzeugungsanlage (hier: etwa eines Windparks) personenidentisch mit der Verbrauchseinrichtung (hier: Elektrolyseur) ist. Für das Eingreifen der EEG-Umlageprivilegierungen nach §§ 64a und 69b EEG 2021 kommt es demgegenüber auf das Vorliegen einer Eigenversorgungssituation nicht an.

#### **bb) Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang**

Als räumliches Kriterium für eine Eigenversorgung i. S. d. EEG 2021 ist es erforderlich, dass die Stromverbrauchseinrichtung im „**unmittelbaren räumlichen Zusammenhang**“ mit der Stromerzeugungsanlage steht. Insbesondere von der BNetzA wird dieser Begriff gegenwärtig eng ausgelegt. Gefordert wird eine **qualifizierte räumlich-funktionalen Nähebeziehung** zwischen eigener Erzeugung und Verbrauch.<sup>22</sup> Diese wäre etwa gegeben, wenn sich die Stromerzeugungsanlage und die Verbrauchseinheit auf demselben Grundstück oder auf demselben, räumlichen zusammengehörigen und überschaubaren Betriebsgelände befinden. Zudem kann der Unmittelbarkeitszusammenhang auch durch **störende Hindernisse** un-

<sup>21</sup> Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 35f.

<sup>22</sup> Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 36.

terbrochen werden. Die BNetzA nennt hierzu in ihrem Leitfaden zum Beispiel öffentliche Straßen, Schienentrassen, Bauwerke, fremd genutzte Grundstücke und andere bauliche oder natürliche Hindernisse wie Flüsse oder Waldstücke.<sup>23</sup>

Nach unserer Einschätzung kommt – auch vor dem Hintergrund der vermutlich wirtschaftlich günstigeren Regelungen der §§ 64a und 69b EEG – der EEG-Umlagebefreiungsweg über eine Eigenversorgung nur ausnahmsweise in Betracht (Beschaffung über Weg 3, vgl. oben Teil 1, B.III.). Vorstellbar ist räumlich insbesondere eine Konstellation, in der etwa bei einem Windpark ein Elektrolyseur errichtet wird und entweder ein Gasnetz in erreichbarer Entfernung gelegen ist und der Wasserstoff so zum Stahlwerk transportiert wird. Oder es ist wirtschaftlich ausnahmsweise darstellbar, den Wasserstoff per H<sub>2</sub>-Direktleitung zum Standort der Stahlerzeugung zu transportieren. Ein in einem solchen Fall muss dann unter dem vorliegenden Tatbestandsmerkmal der unmittelbare räumliche Zusammenhang zwischen Windpark und Elektrolyseur gegeben sein.

#### **cc) Keine (Strom-)Netzdurchleitung**

Darüber hinaus darf der Strom bei einer Eigenversorgung nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung durchgeleitet werden. Dies wäre hier der Fall, wenn der Elektrolyseur direkt mit Strom etwa aus Windenergieanlagen vor der Einspeisung in das Stromnetz versorgt würde, also über eine Direktleitung von Windpark oder per Anschluss des Elektrolyseurs an die vorhandenen Leitungen im Windpark-“netz“.

#### **c) Rechtsfolge der Eigenversorgung**

Im Fall der Eigenversorgung bestehen verschiedene Tatbestände für die vollständige Befreiung von der EEG-Umlage (dazu unter aa) sowie für eine Reduzierung der EEG-Umlage (dazu unter bb). Es ist zu prüfen, welche der Befreiungs- oder Reduzierungsmöglichkeiten im vorliegenden Fall in Betracht kommen.

#### **aa) Vollständige EEG-Umlagebefreiung**

##### **(1) 61a Nr. 3 EEG 2021: Vollständige Eigenversorgung aus EE-Strom**

Nach § 61a Nr. 3 EEG 2021 entfällt der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine EEG-Förderung in Anspruch nimmt.

---

<sup>23</sup> Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 36.

### (a) Gesamter Strom aus erneuerbaren Energien

Erforderlich ist zunächst, dass der Eigenversorger (Betreiber etwa von Windpark und Elektrolyseur) ausschließlich selbst erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien verwendet. Die Privilegierung greift somit nicht ein, wenn der Eigenversorger (ggfs. ergänzend) Strom von einem Dritten bezieht, weil dann eine vollständige Selbstversorgung bereits begrifflich ausgeschlossen ist.<sup>24</sup> Dies umfasst nach Auffassung der Clearingstelle EEG|KWKG (im Folgenden: **Clearingstelle**) nicht nur über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogenen Strom, sondern auch solchen, der über eine Direktleitung oder innerhalb eines Arealnetzes von einem Dritten bezogen wird.<sup>25</sup> Nach Auffassung der BNetzA ist die Anforderung der jederzeitigen, vollständigen Bedarfsdeckung jedoch auf den gesamten Stromverbrauch des Eigenversorgers **am Standort** der zur EE-Eigenversorgung genutzten Stromerzeugungsanlage zu beschränken.<sup>26</sup>

### (b) Keine EEG-Förderung

Außerdem darf der Eigenversorger für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen.

Im Ergebnis dürfte die vollständige Befreiung von der EEG-Umlage nach § 61a Nr. 3 EEG 2021 auf nicht unerhebliche Schwierigkeiten stoßen.

### (2) §§ 61e, 61f EEG 2021: Bestandsschutz

Die EEG-Umlage entfällt ebenfalls vollständig für Bestandsschutzfälle gemäß § 61e und 61f EEG 2021. Voraussetzung hierfür ist, dass die Anlagen vor dem 01.08.2014 bzw. vor dem 01.09.2011 in Eigenerzeugung betrieben wurden. Die Regelung greift also nur, wenn tatsächlich vor diesen Daten bereits ein Eigenversorgungskonzept bestanden hat.

Sofern bereits in der Vergangenheit ein Teil des Stroms etwa aus einem Windpark vom Anlagenbetreiber in anderen Anlagen als den Windenergieanlagen selbst genutzt wurde, käme diese Norm ggf. in Betracht. Dann wäre allerdings fraglich, ob die Normen zum Bestandsschutz in §§ 61f und 61g EEG 2021 gelten würden, da das Eigenversorgungskonzept durch den Zubau des Elektrolyseurs grundsätzlich geändert würde. Dem Gesetzestext und den Gesetzesmaterialien lässt sich nicht ein-

---

<sup>24</sup> Clearingstelle, Empfehlung 2014/31 vom 02.06.2015, S. 9, Rn. 16 sowie BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, S. 59.

<sup>25</sup> Clearingstelle, Empfehlung 2014/31 vom 02.06.2015, S. 11; so auch BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, S. 59.

<sup>26</sup> Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand: Juli 2016, S. 59; demgegenüber wurde in der Konsultationsfassung noch ein rein personenbezogener Ansatz vertreten.

deutig entnehmen, welche Änderungen eines Eigenversorgungskonzepts möglich sind, um den Wegfall der EEG-Umlage bei einer Bestandsanlage in Anspruch nehmen zu können. Wenn bislang nur ein geringer Anteil des Stroms zur Eigenerzeugung genutzt wurde und durch den Zubau des Elektrolyseurs ein substantiell erheblich größerer Anteil in die Eigenerzeugung gehen würde, erscheint es zumindest sehr fraglich, ob damit noch ein Eigenversorgungskonzept einer Bestandsanlage vorliegt. Ggf. wäre dies eingehender zu prüfen, sobald uns weitere Informationen dazu vorliegen, ob es in der Vergangenheit ein Eigenversorgungskonzept gab.

Darüber hinaus ist es für den Entfall der EEG-Umlage für (ältere) Bestandsanlagen erforderlich, dass die Anlage nicht nach 2014 bzw. nach 2017 erneuert, erweitert oder ersetzt wurde. Ob diese Voraussetzung ggf. im Einzelfall doch vorliegt, wäre zu prüfen (Errichtung eines Elektrolyseurs neben einem älteren Bestands-Windpark, der zudem eine Eigenversorgung hat – sicherlich ein krasser Ausnahmefall).

### **(3) § 61l Abs. 2 EEG 2021: Befreiung für PtG-Anlagen**

Gemäß § 61l Abs. 2 EEG 2021 verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, in der Höhe und in dem Umfang, in der das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen des § 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG 2021 zur Stromerzeugung eingesetzt wird und auf den Strom die EEG-Umlage gezahlt wird. Zwar kann Wasserstoff als Speichergas i. S. d. EEG 2021 eingeordnet werden. Die EEG-Umlagebefreiung nach § 61l Abs. 2 EEG 2021 kommt jedoch letztlich nicht in Betracht. Denn selbst wenn der Wasserstoff in ein Erdgasnetz eingespeist würde, würde er nicht zur Stromerzeugung eingesetzt werden, sondern nach unserem technischen Verständnis unmittelbar zur Stahlerzeugung.

### **bb) § 61b Abs. 1 EEG 2021: Reduzierte EEG-Umlage für Strom aus EE-Anlagen**

Neben einer vollständigen EEG-Umlagebefreiung kommt eine Reduzierung der EEG-Umlage in Betracht. Nach § 61b Abs. 1 EEG 2021 verringert sich die EEG-Umlage für die Eigenversorgung auf 40% der regulären EEG-Umlage, wenn der eigenverbrauchte Strom in einer Erneuerbare-Energien-Anlage erzeugt wurde und in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt wurden. Diese Voraussetzungen würden etwa bei Bezug des Stroms aus einem Windpark oder einem Solarpark ohne weiteres erfüllt.

#### d) **Zwischenergebnis**

Voraussetzung für eine Befreiung von der EEG-Umlage oder eine Reduzierung der EEG-Umlage ist in den insoweit betrachteten Regelungen, dass eine Eigenversorgung gegeben ist. Eine solche setzt voraus, dass der Elektrolyseur von demselben Unternehmen betrieben würde wie etwa der Windpark, dessen Strom im Elektrolyseur verwendet wird. Ein *Betreiben* setzt nicht die Stellung als Eigentümer voraus, sondern vor allem die Tragung des wirtschaftlichen Risikos des Anlagenbetriebs sowie die tatsächliche Sachherrschaft und eigenverantwortliche Bestimmung der Fahrweise des Elektrolyseurs. Zudem müssen Erzeugung und Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erfolgen. Diese Anforderungen wären grundsätzlich erfüllbar. Dies gilt sowohl für den Regelfall einer Wasserstoffherzeugung durch einen Dritten (Beschaffung über Weg 1, vgl. Teil 1, B. I.) wie den Ausnahmefall einer Wasserstoffherzeugung durch den Stahlerzeuger selbst (Weg 3, vgl. Teil 1, B., III.). Dieser müsste sich dann den Wasserstoff über ein am Standort von Strom- und Wasserstoffherzeugung vorfindliches Gasnetz (Beimischung und bilanzielle Lieferung) oder über eine Direktleitung (als Wasserstoff) selbst zum Standort der Stahlerzeugung verbringen.

Eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage dürfte regelmäßig mangels einer vorhandenen älteren Bestands-Eigenversorgungssituation ausscheiden. Allerdings ist eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % nach § 61b Abs. 1 EEG 2021 möglich. Da mit den nachfolgend dargestellten Regelungen weitergehende EEG-Umlagebefreiungen möglich sein können, dürfte der Weg einer Umlagebefreiung über eine Eigenversorgung im Kontext Stahlerzeugung, selbst wenn die rechtlichen Voraussetzungen (mit Mühe) erfüllbar sein sollten, wirtschaftlich allenfalls ganz ausnahmsweise attraktiv sein.

#### 2) **§ 69b EEG 2021: Befreiung von der EEG-Umlage für Wasserstoff**

##### a) **Relevanz der Befreiungsregelung in § 69b EEG für eine Stahlerzeugung mit Wasserstoff**

Wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen werden, ermöglicht es die Regelung in § 69b EEG 2021 i.V.m. § 12i EEV, dass grüner Strom, der zur Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur eingesetzt wird, in einem bestimmten Umfang vollständig von der EEG-Umlage befreit wird. Dabei ist sogar ein Strombezug über eine Direktleitung zum Elektrolyseur, aber auch über das Netz der allgemeinen Versorgung zulässig. Diese Randbedingungen ermöglichen es Unternehmen der Stahlindustrie, bei ihren Stahlwerken Elektrolyseure zu errichten und zu betreiben, in denen der Wasserstoff, der zur Reduktion des Eisenerzes verwendet werden soll,

hergestellt werden kann (Beschaffung über Weg 2, vgl. Teil 1, B., I.). Damit stellt sich dann nicht das Problem des Transports des Wasserstoffs zum Standort. Der vorhandene Stromnetzanschluss genügt vielmehr, über diesen kann dann der erforderliche grüne Strom bezogen werden. Diese Regelung könnte damit, wenn sie denn von der europäischen Kommission genehmigt sein wird, gerade im Bereich der Stahlindustrie in vielen Fällen die Möglichkeit eröffnen, das Wasserstoff vor Ort erzeugt werden könnte.

Zugleich ermöglicht die Regelung nach ihrer Genehmigung aber auch allgemein, dass Wasserstoff aus grünem Strom an geeigneten Standorten für den Bezug des Stroms über das Stromnetz wie den Abtransportes des Wasserstoffs zukünftig nicht nur über Trailer-Lösungen oder Güterzüge, sondern vor allem auch über Gasleitungen oder das Gasnetz in immer größerem Umfang auch in Deutschland erzeugt werden könnte (bei Netzbezug zunächst über eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas, später ggf. über ein Wasserstoffnetz oder eine H<sub>2</sub>-Direktleitung, Beschaffung über Weg 1, vgl. Teil 1, B., I.). Diese Regelung ist deshalb im vorliegenden Kontext von großer Bedeutung.

#### **b) Regelungszusammenhang von § 69b EEG 2021 und Regelungen der EEV**

Nach § 69b EEG 2021 verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage auf null für Strom, der von einem Unternehmen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff unabhängig vom späteren Verwendungszweck des Wasserstoffs in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird, die, sofern in dieser Einrichtung Strom aus dem Netz verbraucht werden kann, über einen eigenen Zählpunkt mit dem Netz verbunden ist. Die Umlagebefreiung bezieht sich nach dem Wortlaut der Norm auf den Strom, der „in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird“ und ist nach der Regelung in § 12i Abs. 1 EEV auf den Strom begrenzt, der in den ersten 5.000 Vbh/a im Elektrolyseur verbraucht wird. Zur Einrichtung zur Herstellung gehört jedenfalls der Elektrolyseur. Ob darüber hinaus Strommengen umfasst sind, ist zweifelhaft. Dabei kann in einem Jahr, in dem eine Reduzierung der EEG-Umlage über § 64a EEG 2021 erfolgt, aus dieser Norm keine EEG-Umlagebefreiung verlangt werden.

**§ 69b EEG 2021 ist – einschließlich der darauf beruhenden Änderung der EEV – bislang nicht von der Europäischen Kommission genehmigt worden.** Wir wissen nicht, ob und ggf. wann diese Genehmigung ergehen wird. Die nachfolgenden Aussagen stehen deshalb unter dem Vorbehalt, dass die Regelung überhaupt genehmigt wird und damit erst anwendbar wird. Sollte dies nicht der Fall sein, bleiben aber für den Einsatz von Wasserstoff in der Stahlindustrie die weiteren Wege

der EEG-Umlagebefreiung über die Besondere Ausgleichsregelung, § 64a EEG, die allgemeinen Regelungen der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 63ff EEG und der Eigenversorgung nach den §§ 61a ff EEG.

§ 69b EEG 2021 ist erst anwendbar, wenn eine Verordnung nach § 93 EEG 2021 erlassen wurde. Die Verordnung wurde im Mai von der Bundesregierung verabschiedet. Der Bundestag hat der Verordnung – mit wenigen Modifikationen – am 24.06.2021 zugestimmt. Mit der Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt (BGBl. I 2021, S. 2860 ff.) sind die Regelungen am 20.07.2021 in Kraft getreten. Der Abschnitt 3b der Verordnung regelt in den §§ 12h ff. EEG die Anforderungen an die Herstellung von Grünem Wasserstoff im Anwendungsbereich der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach § 69b EEG 2021 für Strom, der ab dem 01.01.2022 in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird.

### c) Weitere Regelungen in § 12 i EEG in Detail

§ 12i EEG regelt zunächst die konkreten Anforderungen an Grünen Wasserstoff. Damit ist nunmehr definiert, unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff „grün“ ist, also der für die Herstellung eingesetzte Strom vollständig von der EEG-Umlage befreit wird.<sup>27</sup> Grüner Wasserstoff im Sinn der gesetzlichen Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage nach § 69b EEG 2021 ist gemäß § 12i EEG nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff elektrochemisch hergestellt wird und bestimmte Anforderungen an den Strombezug einhält. Durch diese Begrenzung der Vollbenutzungsstunden soll ein Anreiz gesetzt werden, um den Elektrolyseur systemdienlich zu betreiben, wenn die Strompreise aufgrund hoher Erneuerbare-Energien-Einspeisung gering sind. Zudem soll der festgelegte Vollbenutzungsstundenwert den besonderen Erfordernissen des Markthochlaufs von Grünem Wasserstoff in den Anfangsjahren dieses Jahrzehnts Rechnung tragen.

§ 12i Abs. 3 EEG definiert, wie die Gesamtzahl der Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres zu berechnen ist. Danach werden die Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres im Sinne von § 12i Abs. 1 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. Wird die Begrenzung von 5.000 Vollbenutzungsstunden überschritten, gilt der nach der Überschreitung der Begrenzung hergestellte Wasserstoff nicht als Grüner Wasser-

---

<sup>27</sup> Vgl. dazu ausführlich: Kirch, jurisPR-UmwR 7/2021.

stoff, auch wenn er aus erneuerbaren Energien stammt. Der zur Herstellung dieses Wasserstoffs verbrauchte Strom ist dann auch nicht mehr nach § 69b EEG 2021 von der EEG-Umlage befreit. Darüber hinaus nahm der Bundestag zu dieser Verordnung eine EntschlieÙung an, in der die Bundesregierung aufgefordert wird, sich bei den Verhandlungen auf EU-Ebene zur Festlegung von Kriterien für „grünen“ Wasserstoff dafür einzusetzen, dass diese Regelungen mit den Anforderungen der EEV für die Markthochlaufphase vereinbar sind.

Nach § 12i Abs. 1 Nr. 1 EEV muss der zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbrauchte Strom nachweislich aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Sinn des § 3 Nr. 21 EEG 2021 stammen, vgl. § 12i Abs. 2 EEV. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

**aa) Stromlieferung eines das Netz der allgemeinen Versorgung**

Wurde der im Elektrolyseur verbrauchte Strom durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen über ein Netz der allgemeinen Versorgung an den Betreiber des Elektrolyseurs geliefert, sind nach § 12i Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEV für diesen Strom Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien zu entwerfen. Liegt der Standort der Anlagen im Bundesgebiet im Sinn des § 1 Abs. 3 EEG 2021, muss der Herkunftsnachweis die Angaben zur optionalen Kopplung nach § 16 Abs. 3 der Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV) enthalten („gekoppelte HKN“). Die Verpflichtung zur Nutzung gekoppelter Herkunftsnachweise soll dabei gewährleisten, dass eine tatsächliche Lieferbeziehung zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch besteht und keine rein virtuelle Verschiebung der Grünstromeigenschaft erfolgt.

Gekoppelte Herkunftsnachweise verknüpfen auf der Ebene der Bilanzkreise die erzeugte und gelieferte Strommenge mit den Herkunftsnachweisen, die das Umweltbundesamt (UBA) für die erzeugte Strommenge ausgestellt hat. Dazu muss nach § 16 Abs. 3 HkRNDV der Betreiber der EEG-Anlage beim Antrag auf Ausstellung der Herkunftsnachweise angeben, in welchen Bilanzkreis er die der Ausstellung zugrunde liegende Strommenge einspeist und an welches Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Strommenge liefert. Nach § 16 Abs. 5 HkRNDV sind die Voraussetzungen für die Ausstellung gekoppelter Herkunftsnachweise umweltgutachterlich zu bestätigen. Dabei ist insbesondere zu bestätigen, dass die EEG-Anlage tatsächlich die Strommenge in den angegebenen Bilanzkreis geliefert hat. Gekoppelte Herkunftsnachweise können gegenwärtig nur für Anlagen mit Standort in Deutschland ausgestellt werden. Für Strom aus Anlagen mit Standort im Ausland wird deshalb zunächst auf diese Anforderung verzichtet.

Für die Wasserstofferzeugung zum Einsatz in der Stahlindustrie dürfte – schon wegen der sehr großen benötigten Mengen – der Fall des Strombezugs über das Netz so oder so der wesentliche Anwendungsfall werden. Denn er ermöglicht, wie oben bereits angesprochen, eine Wasserstofferzeugung auf dem Standort der Stahlerzeugungsanlage (Beschaffung über Weg 2, vgl. Teil 1, B. II.). Zugleich wird so eine Erzeugung großer Mengen Wasserstoff auch an anderen Stellen des Stromnetzes an geeigneten Stellen nicht nur mit Zugang zu Offshore-Windparks ermöglicht (Beschaffung über Weg 1 (Dritter) und Weg 3 (Stahlhersteller), vgl. Teil 1, B. I. und III.). Dabei dürfte die auch mengenmäßig große Nachfrage nach Wasserstoff auch einzelner Stahlerzeuger die Investitionen in leistungsstarke Wasserstofferzeugungsanlagen durch Dritte fördern, die den grünen Wasserstoff dann direkt, über Händler oder über eine Wasserstoffbörse vermarkten.

#### **bb) Direktleitung**

Daneben regelt § 12i Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG den Fall einer Direktleitung von der Erneuerbare-Energien-Anlage zum Elektrolyseur. Da HKN nur für Strom ausgestellt werden können, der in ein Netz eingespeist wird, ist eine Nachweisführung über Herkunftsnachweise dann nicht möglich. In der Variante *Nutzung einer Direktleitung* zwischen Stromerzeugungsanlage und Elektrolyseur muss der Strom aus einer EEG-Anlage im Sinn des § 3 Nr. 21 EEG 2021 stammen. Zugleich müssen die Erzeugung und der Verbrauch zeitgleich bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall stattfinden, was aber bei einem solchen physischen Bezug über die Direktleitung regelmäßig kein Problem darstellen wird. Durch die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch wird sichergestellt, dass der in der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbrauchte Strom tatsächlich aus der über die Direktleitung verbundenen EEG-Anlage stammt. Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch ist gemäß § 12i Abs. 2 Satz 2 EEG nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, höchstens bis zur Höhe der tatsächlichen Erzeugung als Verbrauch der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff als erzeugt und verbraucht in Ansatz gebracht wird.

Die Variante der Strombelieferung über eine Direktleitung kommt in Betracht für eine Beschaffung über Weg 1, wenn ein Dritter Wasserstoff etwa mit Strom aus Windpark erzeugt, der über eine Direktleitung mit dem Elektrolyseur verbunden ist (vgl. erneut Teil 1, B.). Grundsätzlich möglich ist auch eine Beschaffung über Weg 3: Ein Stahlhersteller erzeugt Wasserstoff an drittem Ort, an dem etwa Windstrom über eine Direktleitung zum Elektrolyseur gelangt; der erzeugte Wasserstoff wird dann wie in Weg 1 über das Gasnetz (Beimischung) oder über eine Wasserstoffleitung zum Stahlstandort verbracht. Schließlich ist auch in einer Beschaffung über

Weg 2, also der Vor-Ort-Elektrolyse am Stahlwerk, ein Fall einer Direktstromlieferung denkbar. Hierzu muss sich dann etwa ein Windpark in „Reichweite“ zum Stahlwerk befinden, damit der Strom von dort über diese zum Elektrolyseur verbraucht werden kann.

#### **cc) Standort der Anlage in Preiszone Deutschland**

Darüber hinaus muss der Strom gemäß § 12i Abs. 1 Nr. 2 EEV nachweislich zu einem Anteil von mindestens 80 % aus Anlagen stammen, die ihren Standort in einer Preiszone für Deutschland haben. Die verbleibende Restmenge von 20 % darf aus Anlagen stammen, die ihren Standort in einer Preiszone haben, die mit der Preiszone für Deutschland elektrisch verbunden ist. Der zugelassene Anteil aus ausländischen Anlagen orientiert sich daran, wieviel Strom aus dem Ausland tatsächlich nach Deutschland transportiert werden kann (Umfang der Netzverbindung). Durch die begrenzte Berücksichtigung ausländischer Anlagen wird sichergestellt, dass zwischen den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff auch tatsächlich eine Stromlieferbeziehung möglich ist. Hiermit soll insbesondere die Glaubwürdigkeit des Strombezugs aus erneuerbaren Energien gestärkt werden. Für Anlagen mit Standort im Bundesgebiet ist eine Registrierung im Marktstammdatenregister erforderlich, um eine verlässliche Nachweisführung für die in § 12i EEV festgelegten Anforderungen sicherzustellen.

#### **dd) Keine Förderung des Stroms nach EEG, EEV oder KWKG**

Schließlich setzt § 12i Abs. 1 Nr. 3 EEV voraus, dass für den im Elektrolyseur eingesetzten Strom weder eine Zahlung nach dem EEG 2021, der EEV oder dem KWKG noch eine sonstige Förderung im Sinn des § 9 Nr. 6 b) EEV in Anspruch genommen wird. Ob in der Vergangenheit eine Förderung für die Anlage oder in der Anlage erzeugte Strommengen gezahlt wurde, ist dabei unerheblich. Mit dieser Vorgabe wird die verfassungs- und europarechtlich begründete Anforderung des § 93 Nr. 2 EEG 2021 umgesetzt, wonach nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der keine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen hat. Da Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse unter bestimmten Voraussetzungen auch eine Förderung nach dem KWKG erhalten können, wird nach dem Rechtsgedanken des § 93 EEG 2021 auch eine solche Förderung ausgeschlossen.

#### d) **Erfüllung der normativen Voraussetzungen an grünen Wasserstoff aus grünem Strom**

Wesentlich für die Frage, welcher Strom für die grüne Wasserstoffherzeugung in Betracht kommt, sind damit die Voraussetzungen, die die EEG für solchen Strom vorsieht. Von den allgemein für grünen Wasserstoff diskutierten Anforderungen *EE-Strom*, *Zusätzlichkeit* der EE-Stromerzeugungsanlage, *Systemdienlichkeit* und *räumliches Kriterium* enthält § 12i EEG lediglich die bereits dargestellte Anforderung an die Systemdienlichkeit (Umlagebefreiung-Begrenzung auf 5.000 Vbh/a).

Für den Einsatz von Wasserstoff zur Stahlerzeugung ist darüber hinaus von Interesse, ob zukünftig weitere Kriterien einzuhalten sein werden. Diese könnten von zukünftigen Förderregelungen vorausgesetzt werden (vgl. unten Teil 3, E, Arbeitspaket 5: Anreize für emissionsarme Stahlherstellung). Dies betrifft insbesondere die Zusätzlichkeit. Dabei ist aktuell noch offen, wie eine solche Anforderung ausgestaltet sein könnte: Ggf. könnte gefordert werden, dass Elektrolyseur und Stromerzeugungsanlage gleichzeitig in Betrieb genommen werden. Gut vorstellbar ist aber auch eine weniger strenge Regelung, die eine gewisse zeitliche Entzerrung vorsieht, also etwa, dass Elektrolyseur und EE-Erzeugungsanlage innerhalb von einem Kalenderjahr in beliebiger Reihenfolge in Betrieb genommen wurden.

#### e) **Weitere Voraussetzungen aus § 69b EEG 2021**

§ 69b EEG 2021 enthält aber auch weitere Voraussetzungen. So muss insbesondere ein Unternehmen zur Herstellung von grünem Wasserstoff tätig werden. „Unternehmen“ ist nach § 3 Nr. 47 EEG 2021 jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt. Vorliegend wäre in Bezug auf den Betreiber des Elektrolyseurs diese Voraussetzung zu beachten. Darüber hinaus darf für den Strom keine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden (vgl. § 93 Nr. 2 EEG 2021).

#### 3) **§ 64a EEG 2021: Reduzierung der EEG-Umlage für Wasserstoff**

Mit dem neuen § 64a EEG 2021 wurde eine Reduzierungsmöglichkeit der EEG-Umlage für Strom zur Wasserstoffherstellung in Anlehnung an die Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen in das EEG eingefügt.

**Die Regelung ist teilweise noch nicht beihilferechtlich genehmigt und steht daher noch unter einem Anwendungsvorbehalt.** Dies betrifft die Regelungen in § 64a Abs. 6 EEG zur Geltung der Regelung für nichtselbständige Unternehmensteile

sowie zu § 64a Abs. 8 EEG zur erweiterten Definition des Unternehmens. Wann und in welchem Umfang die beihilferechtliche Genehmigung für § 64a Abs. 6 und Abs. 8 EEG erfolgt, ist gegenwärtig noch offen. Die anderen Regelungen in § 64a EEG (Absätze 1 bis 5 und 7) stehen allerdings nicht mehr unter einem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt und sind daher bereits anwendbar.

**a) Relevanz der Befreiungsregelung in § 64a EEG für eine Stahlerzeugung mit Wasserstoff**

Wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen werden, ermöglicht es die Regelung in § 64a EEG 2021 Unternehmen, die einer Branche mit der laufenden Nummer 78 (Herstellung von Industriegasen) zuzuordnen sind und bei denen die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet, die EEG-Umlagepflicht ganz erheblich zu begrenzen. In der Regel sind dann maximal 15 % der vollen EEG-Umlage zu zahlen, häufig aber auch ein wesentlich geringerer Betrag (s.u.).

Damit kommt dieser Befreiungstatbestand insbesondere für Konstellationen in Betracht, in denen ein Unternehmen entweder ohnehin seinen Wertschöpfungsschwerpunkt in der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse hat oder das Unternehmen zu diesem Zweck etwa bei einem Windpark, einem Solarpark oder einer Wasserkraftanlage gegründet wird. Aber auch in dieser EEG-Umlage-Befreiungsvariante kann der Strom über das Netz bezogen werden. Bislang muss dieser nicht einmal grün sein, um die Befreiung zu erlangen. Für die Herstellung von grünem Stahl könnte es aber voraussichtlich regelmäßig erforderlich sein, dass grüner Wasserstoff, jedenfalls aber THG-neutraler Wasserstoff eingesetzt wird. Dann dürfte der Netzstrombezug doch mit regenerativem Strom erfolgen.

Damit kommt eine Befreiung nach § 64a EEG 2021 – je nach weiterer Ausgestaltung – grundsätzlich zunächst bei einer Beschaffung über Weg 1 (Bezug des Wasserstoffs von einem Händler/einer Börse und Transport über das Gasnetz/H<sub>2</sub>-Leitung, vgl. erneut oben Teil 1, B. I.), aber auch über Weg 2 (H<sub>2</sub>-Erzeugung am Stahlstandort mit Strombezug über das Netz oder direkt aus EE-Anlage, dann aber von einem Tochterunternehmen mit Wertschöpfungsschwerpunkt Wasserstoffherzeugung oder über einen selbstständigen oder einen nichtselbstständigen Unternehmensteil, s.u.) in Betracht. Selbst bei einer Beschaffung über Weg 3 (Stahlhersteller erzeugt – hier über Tochtergesellschaft/selbstständigen Unternehmensteil/nichtselbstständigen Unternehmensteil zur Wasserstoffherzeugung – Wasserstoff an drittem Ort) ließe sich die Regelung in § 64a EEG grundsätzlich nutzen. Wesentlich ist u.a., dass das Unternehmen, das den Elektrolyseur betreibt, in der Herstellung von Industriegasen seinen Wertschöpfungsschwerpunkt hat:

## **b) Voraussetzungen von § 64a EEG**

Nach § 64a EEG 2021 erfolgt eine Begrenzung der EEG-Umlage für Unternehmen, die der Branche „Herstellung von Industriegasen“ zuzuordnen sind und bei denen die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens leistet. Die Begrenzung erfolgt unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs.

Hinzuweisen ist hier darauf, dass die Europäische Kommission aktuell an der Novellierung der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBLL) arbeitet (Entwurf vom 02.06.2021), nach der sich die Genehmigungsfähigkeit von nationalen Förderregelungen in diesem Bereich richtet. Danach würde der Industriezweig „Herstellung von Industriegasen“ aus dem zulässigen Bereich von EEG-Umlagereduzierungen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes herausgenommen. Offen ist derzeit, ob die Europäische Kommission an dieser Streichung festhält. Im Konsultationsverfahren haben Unternehmen und Verbände sehr nachdrücklich darum gebeten, dass die Herstellung von Industriegasen auch weiterhin beihilfeberechtigt bleibt. Unabhängig davon wäre es für uns jedenfalls nicht nachvollziehbar, wenn von der Streichung auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff oder dessen Derivaten erfasst wäre. Denn mit den neuen Leitlinien soll die Erzeugung von grünen Gasen als Beitrag zur Erreichung der neuen, ambitionierten Klimaziele der EU ermöglicht werden, eingestellt werden soll dagegen die Förderungen fossiler Treibhausgase. Zudem ist § 64a EEG 2021 von der Kommission (außerhalb der Frage unselbständiger Unternehmensteil) bereits genehmigt. Damit dürfte die Neufassung der Beihilfeleitlinien zwar nicht direkt, also ab 2022, „durchschlagen“, aber zumindest dann relevant werden, wenn die (neue) Bundesregierung der Europäischen Kommission eine Änderung des EEG zur Genehmigung vorlegt.

### **aa) Antragsberechtigte**

#### **(1) Unternehmen**

Antragsberechtigt sind Unternehmen. Als Unternehmen gilt „jeder Rechtsträger, der einen nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteten Geschäftsbetrieb unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betreibt“ (§ 3 Nr. 47 EEG 2021). Der Antrag müsste grundsätzlich von einer Gesellschaft gestellt werden, die – wie dargestellt – ihren Wertschöpfungsschwerpunkt in der Herstellung von Wasserstoff hat. Wie dargestellt, wäre dies entweder ein Wasserstoffherzeuger oder ein Tochterunternehmen etwa eines Stahlherstellers mit dem Schwerpunkt der Wertschöp-

fung („größter Beitrag zur Wertschöpfung“) bei der Wasserstoffherstellung. Dies Unternehmen müsste die neuen, reduzierten Voraussetzungen an ein Unternehmen nach § 64a Abs. 8 EEG 2021 erfüllen, vgl. auch die Anforderungen an ein Unternehmen im Sinne von § 3 Nr. 47 EEG 2021, die nun aber wohl im Kontext von § 64a EEG nicht mehr in dieser Schärfe zur Anwendung gelangen werden, sondern in der Modifikation nach § 64a Abs. 8 EEG (dazu sogleich ausführlicher).

Ausführungen zu der Frage, unter welchen Voraussetzungen ein **Unternehmen** den Unternehmensbegriff des **§ 3 Nr. 47 EEG 2021** erfüllt, enthält bislang allein das Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021 des *BAFA* im Kontext der besonderen Ausgleichsregelung des Abschnitts 2 des EEG (§§ 63 ff.).<sup>28</sup> Wir gehen davon aus, dass damit aber zugleich ein über Abschnitt 2 EEG hinausgehende, allgemeingültige Auslegung des Begriffs „Unternehmen“ im Sinne von § 3 Nr. 47 EEG erfolgt, die vorliegend für § 64a EEG, aber darüber hinaus auch für § 69b EEG greift, auch wenn diese Norm in Abschnitt 3 des EEG 2021 steht. Gleichwohl handelt es sich nicht um eine zwingende gesetzliche Vorgabe, wird nach unserem Eindruck aber wegen ihrer Plausibilität von der Rechtsprechung regelmäßig nicht beanstandet.

Nach dem *BAFA*-Verständnis kann ein Unternehmen kein „leerer“ Rechtsträger sein, der keinerlei wirtschaftliche Aktivität entfaltet und über keinerlei wirtschaftliche, finanzielle oder personelle Mittel verfügt.<sup>29</sup> Sofern daher eine Projektgesellschaft im jeweiligen Einzelfall nicht über eine hinreichende eigene personelle und finanzielle Ausstattung verfügen sollte, könnte dies gegen das Vorliegen eines Unternehmens nach § 3 Nr. 47 EEG 2021 sprechen. Weiterhin muss sich der Betrieb am allgemeinen Wirtschaftsleben teilnehmen und sich durch eine organisatorische, finanzielle, sachliche und wirtschaftliche Verflechtung auszeichnen.<sup>30</sup> Damit soll verhindert werden, dass Unternehmenskonstrukte, die lediglich als unselbstständige verlängerte Werkbank tätig werden, in den Genuss (dort) der Besonderen Ausgleichsregelung kommen, obwohl sie selbst gar nicht am allgemeinen Geschäftsverkehr teilnehmen und so auch nicht mit ihren Produkten selbst in einem internationalen Wettbewerbsverhältnis stehen.<sup>31</sup> Dies wird nun durch die jüngst ergänzte Regelung zum Unternehmensbegriff ergänzt. Danach ist Unternehmen im Sinn der Absätze 1 bis 4 von § 64a EEG nun jeder Rechtsträger, der Einrichtungen zur elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff betreibt. Ausweislich der

<sup>28</sup> *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)*, „Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021“, abrufbar unter: [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar\\_merkblatt\\_unternehmen.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_unternehmen.html), abgerufen am 02.08.2021.

<sup>29</sup> *BAFA*, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 5.

<sup>30</sup> *BAFA*, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 5.

<sup>31</sup> *BAFA*, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 5.

Gesetzesbegründung zu § 64a Abs. 8 EEG 2021 wird eine Projektgesellschaft das Tatbestandsmerkmal „Beteiligung am wirtschaftlichen Verkehr“ aber wohl nicht in jedem Einzelfall erfüllen können, zum Beispiel, wenn Wasserstofflieferungen von der Projektgesellschaft an ihre Gesellschafter erfolgen und auch der Strom von den Gesellschaftern bezogen wird.<sup>32</sup> Sollte dies auch auf die hiesige Projektgesellschaft zutreffen, könnte damit fraglich sein, ob ein Unternehmen nach § 3 Nr. 47 EEG 2021 vorliegt.

Für das Vorliegen eines Unternehmens ist das Gesamtbild der Verhältnisse entscheidend, weshalb das BAFA diese Frage anhand einer Gesamtwürdigung des Einzelfalles bewertet.<sup>33</sup> Kritisch sind dabei solche Unternehmenskonstruktionen, die auf einen Missbrauch von Gestaltungsmöglichkeiten schließen lassen und im Zweifel allein zur Optimierung der Bruttowertschöpfung geschaffen werden. Die Abgrenzung kann sich je nach Einzelfall als schwierig gestalten. Je klarer allerdings das Missbrauchspotential einer Unterkonstruktion hervortritt, umso größer ist das Risiko, dass der Unternehmensbegriff des § 3 Nr. 47 EEG 2021 nicht erfüllt werden kann.

Sollte eine Projektgesellschaft demnach doch kein Unternehmen darstellen, bleibt aber weiterhin die Möglichkeit über den neuen **§ 64a Abs. 8 EEG 2021** vorzugehen. Diese Regelung modifiziert den Unternehmensbegriff für die Zwecke der Besonderen Ausgleichsregelung im Kontext von § 64a EEG. Danach sollen alle Rechtsträger umfasst sein, die Einrichtungen zur elektrischen Herstellung von Wasserstoff betreiben. Ausweislich der Gesetzesbegründung sollen damit auch die sog. „Nicht-Unternehmen“ wie zum Beispiel Joint Ventures (die aber keine Gesellschaft gründen, wie das vorliegend geplant ist) die EEG-Umlagereduzierung der Besonderen Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen können, was nach der bisherigen Rechtslage, wie bereits dargestellt, nicht in jedem Fall hinreichend sicher gewesen wäre.<sup>34</sup> Auch der neue § 64a Abs. 8 EEG 2021 steht aber nach § 105 Abs. 5 EEG 2021 noch unter dem Beihilfevorbehalt und wurde bisher noch nicht genehmigt.

Das Unternehmen muss der Branche „**Herstellung von Industriegasen**“ zuzuordnen sein (Nr. 78 Anlage 4 EEG 2021). Die Herstellung von Industriegasen umfasst nach Erläuterungen der WZ 2008 die Herstellung von Elementargasen, worunter auch Wasserstoff fällt. Nach bisheriger Auffassung des Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (im Folgenden: **BAFA**), das für die Administration der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG zuständig ist, sollte die Herstellung von Wasserstoff aber wohl nur erfasst sein, wenn der Wasserstoff auch für industrielle Zwecke

<sup>32</sup> BT-Drs. 19/1931009, S. 41 bis 42.

<sup>33</sup> BAFA, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 5.

<sup>34</sup> BT-Drs. 19/1931009, S. 41 bis 42.

eingesetzt wird. Bei der Direktreduktion von Eisenoxid ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) mit Wasserstoff ( $3 \text{H}_2$ ) verbindet sich der freiwerdende Sauerstoff mit dem Wasserstoff zu Wasser ( $3 \text{H}_2\text{O}$ ), übrig bleibt Roheisen ( $2 \text{Fe}$ ). Damit spricht u.E. viel dafür, dass der Wasserstoff stofflich, also zur chemischen Umwandlung in einen anderen Stoff und damit für einen industriellen Prozess, und nicht energetisch, also als Brenn-, Kraft- oder Treibstoff, verwendet wird.

§ 64a EEG 2021 legt allerdings nunmehr ausdrücklich fest, dass die Begrenzung der EEG-Umlage „**unabhängig vom Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs**“ erfolgen soll. Die Gesetzesbegründung zu § 64a EEG 2021 führt hierzu weiter aus, dass es keine Rolle spielen soll, „ob der Wasserstoff in Flaschen abgefüllt oder in ein Rohrleitungsnetz geleitet wird bzw. ob er energetisch oder stofflich genutzt wird.“<sup>35</sup> Diese Ausführungen in Gesetz und Gesetzesbegründung wären widersinnig, wenn von Nr. 78 Anlage 4 EEG 2021 nur die Herstellung des Wasserstoffs zu industriellen Zwecken erfasst wäre. Selbst wenn man also die Verwendung von Wasserstoff in der Direktreduktion von Eisenerz als energetische Verwendung auffassen würde, sollte § 64a EEG bei einem Einsatz des Wasserstoffs zur Stahlerzeugung greifen.

Wenn ein Unternehmen den Antrag stellt, muss die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des Unternehmens ausmachen. Dies könnte vorliegend nur ein eigens geschaffenes neues Unternehmen erfüllen, das ausschließlich oder überwiegend den Elektrolyseur betreibt.

## (2) Selbstständiger Unternehmensteil

Nach § 64a Abs. 5 EEG 2021 kann der Antrag zunächst zugunsten eines selbstständigen Unternehmensteils gestellt werden. Insoweit greift der Gesetzgeber auf Anforderungen zurück, die in § 64 Abs. 5 EEG 2021 für die Antragstellung zugunsten selbstständiger Unternehmensteile gelten (vgl. § 64a Abs. 5 S. 3 EEG 2021). Danach ist auch bei § 64a EEG 2021 die (hohe) Messlatte maßgeblich, die das BAFA und die Verwaltungsgerichte an die Selbstständigkeit eines Unternehmens allgemein im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung anlegen.<sup>36</sup> Nach § 64 Abs. 5 EEG 2021 liegt ein selbstständiger Unternehmensteil unter folgenden Voraussetzungen vor:

---

<sup>35</sup> Gesetzesbegründung zum Änderungsantrag des Bundestags, BT-Drs. 19/25326, S. 25.

<sup>36</sup> *Große/Lehnert*, Power-to-Gas: Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021 55, (58) m.w.N.

1. Der Teilbetrieb hat keine eigene Rechtspersönlichkeit (Umkehrschluss zu § 64 Abs. 1 EEG 2021).
2. Es handelt sich um einen Teilbetrieb mit eigenem Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Betrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens.
3. Es sind die wesentlichen Funktionen eines Unternehmens vorhanden.
4. Der Unternehmensteil muss seine Geschäfte jederzeit auch als rechtlich selbstständiges Unternehmen führen können.
5. Der Unternehmensteil muss seine Erlöse wesentlich mit externen Dritten erzielen.
6. Der Unternehmensteil muss über eine eigene Abnahmestelle verfügen.
7. Der Unternehmensteil verfügt über eine eigene Bilanz sowie muss eine Gewinn- und Verlustrechnung erstellen und diese prüfen lassen.

Nach Auffassung des BAFA ist zudem erforderlich, dass die im betreffenden Unternehmensteil produzierten Produkte ganz oder überwiegend am Markt abgesetzt werden (Marktgängigkeit) und der Unternehmensteil über eine Leitungsebene mit eigenständiger Planungs- und Gestaltungsfreiheit verfügt.<sup>37</sup> Für das Vorliegen eines selbstständigen Unternehmensteils bestehen somit hohe Anforderungen. Auch hier ist das Gesamtbild der Verhältnisse des Einzelfalls entscheidend. Wichtig ist insbesondere, dass der selbstständige Unternehmensteil in seiner tatsächlichen Organisation das Bild eines „selbstständig agierenden idealtypischen Unternehmens“ darstellt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die betrieblichen Funktionsbereiche (Beschaffung, Produktion, Absatz, Verwaltung, Leitung), die bei einem idealtypischen Unternehmen vorhanden sind, auch beim selbstständigen Unternehmensteil vorliegen.<sup>38</sup>

Im vorliegenden Kontext der Stahlerzeugung kommt eine Konstellation in Betracht, in der ein Stahlerzeugungsunternehmen – in einem selbstständigen Unternehmensteil – einen Elektrolyseur betreiben will. Denkbar wäre zudem, dass ein drittes Unternehmen, etwa ein Windpark- oder Solarparkbetreiber, zum Betrieb eines Elektrolyseurs kein eigenes Unternehmen gründet, sondern diesen in einem selbstständigen Unternehmensteils der Windparkbetreibergesellschaft oder einer

---

<sup>37</sup> Vgl. BAFA, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 57.

<sup>38</sup> BAFA, Merkblatt für stromkostenintensive Unternehmen 2021, S. 60.

anderen Gesellschaft betreiben lässt, in dem die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den **größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung** des selbständigen Unternehmensteils leistet, vgl. § 64a Abs. 5 S.1 EEG 2021.

Anders als im Falle eines Unternehmens nach § 3 Nr. 47 EEG 2021 (Variante „eigenständiges Unternehmen“ als Betreiberin von Elektrolyseur und Veräußerin des Wasserstoffs) ist es bei Vorliegen eines selbständigen Unternehmensteils nicht zulässig, einzelne Abteilungen (wie etwa Marketing oder Vertrieb) an Dritte auszulagern. Nicht zuletzt deshalb wurde in § 64a EEG die nachfolgende Regelung aufgenommen:

### (3) Nichtselbständiger Unternehmensteil

Ein Stahlerzeuger könnte ebenso wie ein Windparkbetreiber einen Elektrolyseur aber auch in einem sog. Nichtselbständigen Unternehmensteil betreiben.

Was unter einem nichtselbständigen Unternehmensteil zu verstehen ist, wird im Gesetz nicht definiert. Auch die Gesetzesmaterialien enthalten dazu keine näheren Ausführungen. Das gesetzgeberische Ziel, die Umlagebegrenzung nach § 64a EEG 2021 auf Unternehmenseinheiten zu erstrecken, die nicht die hohen Anforderungen eines selbständigen Unternehmensteils erfüllen, legt allerdings nahe, den Anwendungsbereich für nicht selbstständige Unternehmensteile grundsätzlich weit zu interpretieren. Es spricht damit viel dafür, dass unter den Begriff alle Teile und Einheiten eines Unternehmens zu fassen sind, die entweder an einem eigenen Standort oder räumlich abgrenzbar auf dem Betriebsgelände des Unternehmens zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.<sup>39</sup> Eine funktionale Eigenständigkeit dürfte demgegenüber – in Abgrenzung zum selbständigen Unternehmensteil – wohl nicht erforderlich sein. Der nichtselbstständige Unternehmensteil muss daher wohl weder über die unternehmenswesentlichen Funktionen verfügen noch ohne wesentliche Änderungen rechtlich verselbstständigt werden können.<sup>40</sup> Auch auf den Anteil an Umsätzen aus der Wasserstoffproduktion mit (externen) Dritten kommt es wohl nicht an. Ausreichend ist allein, dass der Stromverbrauch für die Herstellung von Wasserstoff durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst wird, vgl. § 64a Abs. VI S. 1 EEG 2021. An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass diese Interpretation des unselbständigen Unternehmensteils der Literaturauffassung entspricht, bisher aber noch keine Einschätzungen des BAFA

<sup>39</sup> Große/Lehnert, Power-to-Gas: Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021, 55 (59).

<sup>40</sup> Große/Lehnert, Power-to-Gas: Die Regelungen des EEG 2021 zur Wasserstoffherstellung, EnWZ 2021, 55 (59).

oder der Rechtsprechung vorliegen. Es ist somit möglich, dass diese künftig auch eine abweichende Einschätzung vertreten.

Dabei muss das Unternehmen, dem der nicht nichtselbständige Unternehmensteil zuzuordnen ist, nicht selbst auch der Kategorie „Herstellung von Industriegasen“ zuzuordnen sein. Die Begrenzung der EEG-Umlage erfolgt dann nur für den Strom, den die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff (i.d.R. Elektrolyseur) verbraucht, vgl. § 64a Abs. 6 S. 3 EEG 2021. Um eine Abgrenzung der Strommengen zu ermöglichen, muss der Elektrolyseur über eigene mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen verfügen (siehe im Einzelnen § 64a Abs. 6 EEG sowie unten).

#### **bb) Energie- und Umweltmanagementsystem**

Die Begrenzung erfolgt nur, soweit das Unternehmen nachweist, dass es ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem oder, sofern es im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als 5 GWh Strom verbraucht hat, ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (§ 64a Abs. 1 S. 2 EEG 2021) nachweist.

#### **c) Antragsverfahren**

Für den Anspruch auf die Reduzierung der EEG-Umlage ist ein Antragsverfahren beim BAFA zu durchlaufen. Dafür sind Nachweise über die Antragsvoraussetzungen vorzulegen sowie eine Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers über bestimmte Voraussetzungen (die Einzelheiten ergeben sich aus § 64a Abs. 3 i. V. m. § 64 Abs. 3 EEG 2021).

Der Antrag ist bis zum 30. September für das folgende Kalenderjahr zu stellen (§ 66 Abs. 3 S. 2 EEG 2021). Dies gilt auch für neu gegründete Unternehmen (§ 66 Abs. 3 S. 3 EEG 2021). Bei neu gegründeten Unternehmen gibt es die Möglichkeit die Reduzierung auch bereits ab Neugründung rückwirkend in Anspruch zu nehmen (§ 64a Abs. 4 EEG 2021). Für den Nachweis in den ersten Geschäftsjahren bestehen gesonderte Nachweisanforderungen, wonach Nachweise nachträglich zu erbringen sind und die Entscheidung über die Begrenzung der EEG-Umlage deshalb mit einem Widerrufsvorbehalt ergeht (Einzelheiten dazu ergeben sich aus § 64a Abs. 4 EEG 2021).

#### **d) Rechtsfolge**

Als Rechtsfolge bei einem erfolgreichen Antrag nach § 64a EEG 2021 wird die EEG-Umlage grundsätzlich auf 15 % der regulären EEG-Umlage begrenzt. Gegenstand

der Reduzierung ist nach unserem Verständnis der gesamte Stromverbrauch des eigenständigen Unternehmens bzw. selbstständigen Unternehmensteils, also – im Gegensatz zur Regelung in § 69b EEG 2021 – nicht nur der Stromverbrauch im Elektrolyseur, sondern etwa auch der zur Kompression des erzeugten Wasserstoffs erforderliche. Anderes gilt jedoch aufgrund der ausdrücklichen Regelung in § 64a Abs. 6 S. 3 EEG beim nichtselbständigen Unternehmensteil: Dort wird die Umlage nur für den Strom begrenzt, den die Einrichtung zur Herstellung von Wasserstoff verbraucht.

Darüber hinaus ist eine weitergehende Begrenzung der EEG-Umlage auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung möglich, wenn die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20% betragen hat. Stromkostenintensität ist dabei das Verhältnis der Stromkosten (einschließlich der Stromkosten für selbst verbrauchte Strommengen) zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren des Unternehmens (§ 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2021). Allerdings muss als Untergrenze zumindest eine EEG-Umlage von 0,1 ct/kWh gezahlt werden.

Die zweitgenannte Reduzierungsmöglichkeit auf 0,5% der Bruttowertschöpfung könnte für ein Unternehmen zur Wasserstoffherstellung vielfach anwendbar sein, da die Stromkosten einen erheblichen Teil der Kosten ausmachen. Es wäre daher im Einzelnen zu prüfen, welche Reduzierung nach diesem Tatbestand möglich wäre. Davon hängt auch wesentlich die vergleichende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Verhältnis zu einer möglichen Befreiung nach § 69b EEG 2021 ab.

Die Reduzierung der EEG-Umlage gilt für den gesamten zur Wasserstoffherzeugung eingesetzten Strom. Eine Beschränkung auf eine Volllaststundenzahl der Anlage – wie etwa in § 69b EEG 2021 i. V. m. § EEV vorgesehen – besteht nicht. Zudem besteht auch keine Beschränkung auf den Bezug von Strom einer besonderen Eigenschaft. Insbesondere kommt es – anders als bei § 69b EEG – auch nicht darauf an, ob der Strom aus einer EEG-geförderten Anlage stammt oder nicht. Für die Kosten des bezogenen Stroms dürfte die Herkunft des Stroms aus einer EEG-geförderten Anlage auch keine Auswirkung auf den Preis des bezogenen Stroms haben, da auch Strom aus geförderten EEG-Anlagen zum Marktpreis gehandelt wird – wobei die grüne Eigenschaft des Stroms nicht an den Stromerwerber geht – und die Förderung des Stroms lediglich an den Stromerzeuger gezahlt wird.

Wenn die EEG-Umlage begrenzt wird, werden auch die KWK-Umlage (gemäß § 27 Abs. 1 S. 1 i.V.m. S. 3 KWKG) und die Offshore-Umlage (gemäß § 17f EnWG, der auf § 27 Abs. 1 KWKG verweist) begrenzt. Die Begrenzung erfolgt in der Weise, dass sich die Umlagen um den gleichen Prozentsatz reduzieren wie die EEG-Umlage.

Eine Begrenzung der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und der AbLaV-Umlage erfolgt nicht. Die Begrenzung der netzentgeltgekoppelten Umlagen dürfte hier allerdings generell nicht relevant sein, da die netzentgeltbezogenen Umlagen, wozu auch die KWK-Umlage und die Offshore-Umlage zählen, hier nicht anfallen dürften (siehe dazu unter Teil 3, C. III.).

#### e) **Zwischenergebnis**

Im Kontext des Einsatzes von Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz kommt eine Reduzierung der EEG-Umlage nach § 64a EEG 2021 in vielfältigen Ausgestaltungen in Betracht. Der Antrag kann sowohl durch ein Unternehmen gestellt werden, bei dem der Schwerpunkt die Wasserstoffherzeugung darstellt, als auch durch einen selbstständigen oder einen nichtselbständigen Teil eines Unternehmens, das einem anderen Industriezweig zuzuordnen ist. Die Reduzierung der EEG-Umlage erfolgt mindestens auf 15 % der regulären EEG-Umlage. Sofern eine Stromkostenintensität des Unternehmens oder des nichtselbständigen Unternehmensteils von über 20 % besteht – was vielfach der Fall sein könnte – kann die EEG-Umlage weiter reduziert werden auf insgesamt 0,5% der Bruttowertschöpfung, wobei jedoch mindestens eine EEG-Umlage von 0,1 ct/kWh zu zahlen ist. Die Reduzierung nach § 64a EEG 2021 erfolgt in jedem Fall für den gesamten Strom, den der Elektrolyseur verbraucht, ohne eine Beschränkung auf eine Volllaststundenzahl der Erzeugungsanlage, in den Varianten Unternehmen und selbständiger Unternehmensteil sogar über den Stromverbrauch des Elektrolyseurs hinaus.

#### 4) **§§ 63ff. EEG: Allgemeine Reduzierung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen**

Schließlich kommt auch in Betracht, dass ein Stahlerzeuger, der ohnehin für eine Abnahmestelle über die besondere Ausgleichsregelung von einer Begrenzung der EEG-Umlage profitiert, in diesem Rahmen auch eine EEG-Umlagereduzierung für Strommengen erlangt, die dort in einem Elektrolyseur zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt werden. Denn dieser Wasserstoff soll sodann zur Direktreduktion von Eisenerz, also zur Herstellung von Roheisen eingesetzt werden.

Unternehmen zur Herstellung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (WZ 24.10 (2008)) unterfallen nach Nr. 123 der Anlage 4 EEG 2021 der Liste 1, sind also Unternehmen des produzierenden Gewerbes, für die eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64 EEG 2021 erfolgen kann, wenn die dafür erforderlichen Voraussetzungen erfüllt und fristgerecht nachgewiesen sind.

Der Elektrolyseur muss sich jedoch an der Abnahmestelle (also verkürzt gesagt auf demjenigen Betriebsgelände) befinden, für das die Umlagebegrenzung beantragt wird. Denn nach § 64 Abs. 2 EEG wird die EEG-Umlage an den Abnahmestellen, an denen das Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 zuzuordnen ist, für den Strom, den das Unternehmen dort im Begrenzungszeitraum selbst verbraucht, nach den dortigen Maßgaben begrenzt.

Entsprechend könnte ein Stahlerzeuger, der den Strom an der fraglichen Abnahmestelle verwendet, um daraus Wasserstoff und sodann unter Verwendung dieses Wasserstoffes Roheisen, Stahl oder Ferrolegierungen herzustellen, von dieser Begrenzungsregelung profitieren. Die Umlagebegrenzung erfolgt (im Wesentlichen) in dem Umfang, der sich auch bei § 64a EEG für ein Unternehmen oder einen selbständigen Unternehmensteil ergibt.

## **5) Messung und Abgrenzung der Strommengen**

### **a) Grundregel nach § 62b EEG 2021**

Nach § 62b Abs. 1 EEG 2021 sind Strommengen, für die die volle oder anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen zu erfassen. Demgemäß sind die Strommengen, die einer EEG-Umlage für die Eigenversorgung oder nach § 64a EEG 2021 oder nach § 69b EEG 2021 unterliegen, mess- und eichrechtskonform zu erfassen. Dies bedeutet, es sind Messeinrichtungen zu installieren, die sicher stellen, dass der Strom, der einer reduzierten EEG-Umlage für die Eigenversorgung oder nach § 64a EEG 2021 oder nach § 69b EEG 2021 unterliegt, durch gesonderte geeichte Messeinrichtungen erfasst werden muss.

Darüber hinaus sind Strommengen, die unterschiedlichen EEG-Umlagehöhen unterliegen, durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen voneinander abzugrenzen. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn in der Kundenanlage entweder ein Teil des Stroms einer vollen EEG-Umlagebefreiung unterliegt (z.B. Kraftwerkseigenverbrauch) oder sofern in der Kundenanlage Dritte Strom entnehmen. Ausnahmen von der mess- und eichrechtskonformen Messung bestehen nach § 62b Abs. 2 EEG 2021 u.a. für den Fall, dass die Abgrenzung technisch unmöglich oder mit unververtretbarem Aufwand verbunden ist. Diese Ausnahmen dürften hier für die Erfassung des vom Elektrolyseur verbrauchten Stroms nicht einschlägig sein.

## **b) Besonderheiten bei der Eigenversorgung**

Sofern eine EEG-Umlagereduzierung für die Eigenversorgung geltend gemacht wird, muss sichergestellt werden, dass der im Elektrolyseur verwendete Strom aus der EE-Anlage, etwa dem Windpark, stammt. Nach § 62b Abs. 5 EEG 2021 darf bei der Berechnung der selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strommengen Strom höchstens bis zu der Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall (Zeitgleichheit), berücksichtigt werden. Es muss also sichergestellt werden, dass der im Elektrolyseur verwendete Strom zeitgleich in der Wasserkraftanlage erzeugt wird. Bei einer Direktleitung, also ohne Netzbezug, ist dieser Nachweis regelmäßig einfach zu führen.

Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Ist-Erzeugung und des Ist-Verbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, ist aber nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom höchstens bis zur Höhe des aggregierten Eigenverbrauchs, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, als selbst erzeugt und selbst verbraucht in Ansatz gebracht wird. Anderweitig sichergestellt ist die Zeitgleichheit etwa dann, wenn der im Elektrolyseur verbrauchte Strom technisch nur etwa aus dem Windpark stammen kann, weil ausgeschlossen ist, dass der Strom aus dem Netz bezogen wird oder aus einer anderen Erzeugungsanlage stammt. In diesem Fall würde es genügen, wenn die vom Elektrolyseur verbrauchte Strommenge durch einen Arbeitszähler erfasst wird. Sofern Strom aus dem Netz bezogen würde, wäre sicher zu stellen, dass für den aus dem Netz bezogenen Strom, der vom Elektrolyseur verbraucht würde, die volle EEG-Umlage gezahlt würde und diese Strommengen mess- und eichrechtskonform erfasst würden.

## **c) Besonderheiten bei § 69b EEG 2021**

### **aa) Allgemeine Vorgaben des § 69b EEG zur Messung und Abgrenzung**

Auch für die Erfassung der Strommengen, für die die (bekanntlich noch nicht EU-genehmigte) EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG geltend gemacht wird, sieht § 12h Abs. 2 Nr. 2 EEG eine Regelung zur Zeitgleichheit vor. Danach muss im Fall, dass der Elektrolyseur Strom verbraucht, der nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, nachgewiesen werden, dass der Strom in einer EEG-Anlage erzeugt und zeitgleich bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall im Elektrolyseur verbraucht wurde. Außerdem muss es sich bei dem im Elektrolyseur eingesetzten Strom um nicht nach dem EEG geförderten Strom handeln. Auch für die Erfassung der Strommengen, die einer Privilegierung nach § 69b EEG unterliegen, gilt die Einschränkung, dass eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Zeitgleichheit von Erzeu-

gung und Verbrauch nicht erforderlich ist, wenn schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, höchstens bis zur Höhe der tatsächlichen Erzeugung als Verbrauch des Elektrolyseurs als erzeugt und verbraucht in Ansatz gebracht wird (§ 12 h Abs. 2 S. 2 EEG). Damit gilt für die Messung und Abgrenzung der Strommengen, die im Elektrolyseur verbraucht werden, dasselbe wie für die Messung und Abgrenzung von eigenverbrauchten Strommengen im Elektrolyseur.

Um die Voraussetzungen für die Reduzierung der EEG-Umlage auf null nach § 69b EEG 2021 erfüllen zu können, darf es sich u.a. nicht um Strom handeln, der nach dem EEG gefördert wird. Damit ist es erforderlich, dass die nicht nach dem EEG geförderten und vom Elektrolyseur verbrauchten Strommengen mess- und eichrechtskonform erfasst werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn es möglich ist, dass im Elektrolyseur auch Strommengen verbraucht werden, die zugleich nach dem EEG gefördert werden.

## **II. Stromsteuer**

Wenn Strom geliefert („geleistet“) oder eigenerzeugter Strom selbst verbraucht wird, stellt sich immer auch die Frage, ob für diesen Vorgang auch Stromsteuer in voller oder reduzierter Höhe anfällt. Dies gilt freilich auch für die Stromlieferungen oder den Stromverbrauch im Elektrolyseur zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, der sodann zur Direktreduktion von Eisenerz eingesetzt wird.

### **1) Anfallen der Stromsteuer**

Stromlieferungen aus einer Erzeugungsanlage können grundsätzlich der Stromsteuerpflicht unterliegen. Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG entsteht die Stromsteuer dadurch, dass von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch einen Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Außerdem entsteht die Stromsteuer gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG bei Eigenerzeugern mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet. Damit fällt die Stromsteuer unabhängig davon an, ob eine Eigenversorgung vorliegt oder nicht und ob der Strom durch ein Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird oder per Direktleitung oder direkt in der Kundenanlage verbraucht wird. Steuerschuldner ist im Fall des § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG der Versorger und im Fall des § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG der Eigenerzeuger.

## 2) **Vollständige Entlastung von der Stromsteuer für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG)**

Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG wird auf Antrag eine Entlastung für nachweislich versteuerten Strom gewährt, den ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen hat. Die Entlastung umfasst eine vollständige Befreiung.

### a) **Unternehmen des Produzierenden Gewerbes**

Erste Voraussetzung für eine Stromsteuerbefreiung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist, dass der Strom durch ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes verbraucht wurde. Als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gelten nach § 2 Nr. 3 StromStG „Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steine und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind [...]“. Dabei ist auf die Klassifikation WZ 2003 abzustellen.<sup>41</sup>

#### aa) **Herstellung von Industriegasen**

Die Herstellung von Wasserstoff könnte dem verarbeitenden Gewerbe zuzuordnen sein, konkret dem Industriezweig der „Herstellung von Industriegasen“ (WZ 24.11.0). Darin heißt es ausdrücklich: „Diese Unterklasse umfasst: – Herstellung von Edelgasen, Wasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff.“

Das BAFA hat im Zusammenhang mit Einordnung von Unternehmen in die Kategorie „Herstellung von Industriegasen“ nach Anlage 4 EEG vertreten, dass das hergestellte Industriegas zu industriellen Zwecken verwendet werden muss und nicht nur zu rein energetischen Zwecken darf. Zwar erscheint uns diese Auffassung als nicht zwingend und ist bislang nach unserer Kenntnis auch von den für die Stromsteuer zuständigen Behörden (HZA) nicht geäußert worden. Beim Einsatz des Wasserstoffs zur Direktreduktion von Eisenerz, aus dem dann Stahl und daraus Stahlprodukte hergestellt werden, handelt es sich aber um einen industriellen Zweck, zu dem das Industriegas erzeugt wird. Im Ergebnis gehen wir daher davon aus, dass die Herstellung von Wasserstoff dem Produzierenden Gewerbe nach WZ 24.11.0 (2003) zugeordnet werden kann.

---

<sup>41</sup> Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003.

## **bb) Energie- und Wasserversorgung**

Darüber hinaus könnte die Herstellung von Wasserstoff auch der Energie- und Wasserversorgung zuzuordnen sein. Hier könnte eine Einordnung in die Kategorie WZ 40.21.1 (2003) „Gaserzeugung ohne Verteilung“ möglich sein. Diese Unterklasse umfasst die „Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen mit einem spezifischen Heizwert, durch Reinigung, Mischung und andere Verfahren, aus Gasen verschiedenen Ursprungs zur Selbstversorgung – Erzeugung von Gas für Versorgungszwecke durch Verkokung oder Vergasung von Kohle, aus landwirtschaftlichen Nebenprodukten oder aus Reststoffen zur Selbstversorgung.“ Wasserstoff kann zumindest grundsätzlich als Brennstoff eingeordnet werden, da er verbrannt werden kann. Problematisch erscheint allerdings bei der Einordnung zur Energie- und Wasserversorgung, dass diese grundsätzlich nur Tätigkeiten der Elektrizitäts-, Gas-, Wärme- und Dampfversorgung „durch ein fest installiertes Netz von Strom- bzw. Rohrleitungen“ umfasst.<sup>42</sup>

Eine Einordnung eines Unternehmens, das Wasserstoff erzeugt, als ein solches des Produzierenden Gewerbes über WZ 40.21.1 kommt insbesondere im Beschaffungsweg 1 (vgl. Teil 1, B. I.) in Betracht, wenn etwa ein Windparkbetreiber auch Wasserstoff erzeugt und dieser über das Gasnetz oder zukünftig ggf. über eine H<sub>2</sub>-Pipeline zum Stahlstandort transportiert wird.

## **cc) Zuordnung zu Unternehmen mit anderem Schwerpunkt der Tätigkeit: Stahlerzeugung**

Schließlich könnte eine Einordnung zu einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes auch darüber erfolgen, dass die Herstellung von Wasserstoff durch ein Unternehmen erfolgt, das selbst aufgrund einer anderen Tätigkeit als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes gilt. Wie oben bereits im Kontext der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63, 64 EEG dargestellt, liegt das bei einem Stahlunternehmen nahe. Soweit also der Stahlerzeuger auch Betreiber des Elektrolyseurs wird (Beschaffungsweg 2, vgl. oben Teil 1, II.), kann die Zuordnung zum Produzierenden Gewerbe jedenfalls insoweit erfolgen. Die Herstellung von Roheisen und Stahl ist nach WZ 2003, Ziff. 27.10. Teil des Verarbeitenden Gewerbes (Unternehmen aus Abschnitt D, Verarbeitendes Gewerbe, der Klassifikation der Wirtschaftszweige), so dass Stahlerzeuger Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im vorliegenden Sinne sind.

---

<sup>42</sup> Siehe Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003, S. 312.

Bei mehreren Tätigkeiten, die ein Unternehmen ausübt, kommt es auf den Schwerpunkt der Tätigkeit an (siehe dazu die Einzelheiten in § 15 StromStV). Denkbar wäre daher im vorliegenden Fall etwa, dass der Elektrolyseur durch einen Stahlerzeuger betrieben wird (Beschaffungswege 2 oder 3, vgl. wieder oben Teil 1 B.) und der Schwerpunkt gleichwohl bei der Roheisen- und Stahlherstellung besteht. Oder im Beschaffungsweg 1 könnte der Schwerpunkt etwa eines Windparkbetreibers in der leitungsgebundenen Energieversorgung (Strom) bestehen, die Wasserstofferzeugung dann das nachrangige Nebengeschäft. Dann wäre dieser als Energieversorger über WZ 40.21.1 ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes.

#### **b) Elektrolyse gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG**

Der Strom muss darüber hinaus für die Elektrolyse eingesetzt worden sein. Der Begriff der Elektrolyse ist weder im StromStG noch in der Richtlinie 2003/96/EG definiert. Lediglich § 17a Abs. 5 StromStV bestimmt negativ, dass das Laden und Wiederaufladen von Batterien und Akkumulatoren keine Elektrolyse darstellt. In der Literatur wird Elektrolyse definiert als die Bewirkung einer chemischen Redoxreaktion mittels elektrischen Stroms, bei der aus einem Stoff ein anderer Stoff gewonnen wird.<sup>43</sup>

Vorliegend soll Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen von einem Elektrolyseur bezogen werden und damit Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten werden. Damit liegt eine Elektrolyse im Sinne der von der Literatur vertretenen Begriffsdefinition vor.

#### **c) Entlastungsfähige Verbräuche**

Fraglich ist weiterhin, ob sämtliche Verbräuche, d. h. der vollständige Strombezug des Elektrolyseurs oder gar auch der Stromverbrauch für die Kompression des erzeugten Wasserstoffs, entlastungsfähig sind. Nach dem Wortlaut des § 9a StromStG wird Strom „für die Elektrolyse“ entlastet. Nach Auffassung der Finanzverwaltung soll nur die Strommenge entlastungsfähig sein, die unmittelbar in die

---

<sup>43</sup> Möhlenkamp, in Möhlenkamp/Milweski, Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz, 1. Auflage 2012, § 9a StromStG, Rn. 3.

Elektrolyse fließt, d. h. der Strom, der an den Elektroden anliegt.<sup>44</sup> Umfasst sind auch Umspannverluste bei der Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom.<sup>45</sup>

Nach einer Auffassung in der Literatur soll darüber hinaus auch der Strom entlastungsfähig sein, der zum Bewegen des Elektrolyts verbraucht wird, weil auch dieser für die Durchführung der Elektrolyse zwingend erforderlich ist.<sup>46</sup> Nach einer darüber hinaus gehenden, weiteren Auffassung in der Literatur soll auch der Strom entlastungsfähig sein, der für Nebenaggregate eingesetzt wird, soweit diese notwendigerweise der Durchführung der Elektrolyse dienen.<sup>47</sup>

Entlastungsfähig ist damit zunächst der Strom, der bei den Elektroden zur Herstellung des Wasserstoffs verbraucht wird. Außerdem umfasst sind nach der Ansicht des BMF Umspannverluste. Ob darüber hinausgehend auch, wie in der Literatur vertreten, der Verbrauch zum Bewegen des Elektrolyts sowie der Verbrauch in Nebenaggregaten entlastungsfähig ist, kann vorliegend nicht rechtssicher beurteilt werden, insbesondere, da diese Frage bisher – soweit ersichtlich – noch nicht durch ein Finanzgericht entschieden worden ist. Für das in der Literatur vertretene, weiter gefasste Verständnis kann also nicht rechtssicher festgestellt werden, ob das für die Stromsteuer im vorliegenden Fall zuständige Hauptzollamt diese Auffassung mit trägt. Dies betrifft auch den Stromverbrauch zur Kompression des erzeugten Wasserstoffs, wenn man den Kompressor überhaupt als Nebenanlage zum Elektrolyseur einstufen könnte. Die Kompression ist jedenfalls erforderlich, wenn der Wasserstoff über das Gasnetz transportiert werden soll (Beschaffungswege 1 und 3), nicht aber bei einer Onsite-Wasserstoffherzeugung im Beschaffungsweg 2.

#### d) Entlastungsverfahren

Die Entlastung nach § 9a StromStG erfolgt in voller Höhe und steht damit wirtschaftlich einer Stromsteuerbefreiung gleich. Hierfür muss beim zuständigen Hauptzollamt bis zum **31.12. des Folgejahres** ein Antrag nach § 9a StromStG unter Verwendung des amtlichen **Vordrucks 1452** gestellt werden (§ 17a Abs. 1 S. 3 StromStV).

---

<sup>44</sup> Möhlenkamp, in Möhlenkamp/Milweski, Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz, § 9a StromStG, unter Bezugnahme auf die Zusammenfassung einer Dienstbesprechung der OFD Karlsruhe – Zoll- und Verbrauchssteuerabteilung – Energiesteuern mit Vertretern des BMF Referat III A 1 und Teilnehmern aus den Bezirken aller Oberfinanzdirektionen zu § 51 EnergieStG und § 9a StromStG vom 20. bis 23.11.2006.

<sup>45</sup> BMF vom 21.04.2009, III B 6 – V 4260/07/10001.

<sup>46</sup> Möhlenkamp, in Möhlenkamp/Milweski, Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz, 1. Auflage 2012, § 9a StromStG, Rn. 6.

<sup>47</sup> Friedrich, in Friedrich/Soyk, Energiesteuern, § 9a StromStG, Rn. 5.

### 3) **Teilweise Stromsteuerentlastung nach §§ 9b, 10 StromStG**

Gegebenenfalls bestehen neben einer möglichen Befreiung aus § 9a StromStG noch Stromsteuerentlastungsmöglichkeiten um maximal 90 % der gezahlten Stromsteuer aus den §§ 9b i.V.m. 10 StromStG (Entnahme von Strom zu betrieblichen Zwecken, Spitzenausgleich). Die Stromsteuerreduzierung beträgt mindestens 25 %, kann aber im Fall des Spitzenausgleichs nach § 10 StromStG bis zu 90 % betragen. Der Spitzenausgleich ist dabei an ein Energiemanagementsystem gebunden. Die konkrete Entlastungshöhe hängt im Wesentlichen von der Anzahl der Mitarbeiter im Unternehmen ab bzw. der entrichteten Rentenversicherungsbeiträge. Faustformel: Je weniger Mitarbeiter, desto höher steigt die Entlastungshöhe (Hintergrund: Motivation der Stromsteuererhebung war die Entlastung der Sozialversicherungskosten. Deshalb kann derjenige, der weniger Mitarbeiter und also weniger Verantwortung für Sozialversicherungsbeträge hat, höher entlastet werden).

Die Stromsteuerbefreiung würde hier auf den Stromverbrauch des gesamten Unternehmens bezogen, die Regelung geht also insofern über § 9a StromStG hinaus.

### 4) **Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG**

Weiterhin kommt eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht. Danach ist Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von über 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird und der vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird.

Wenn ein Elektrolyseur etwa mit Strom aus einem Windpark beliefert wird, liegt die installierte elektrische Nennleistung jedenfalls über 2 MW, bei Solarparks voraussichtlich, aber nicht in jedem Fall, auch.

Als weitere Voraussetzung müsste der Strom aber „zum Selbstverbrauch“ entnommen werden. Dies bedeutet, dass eine Eigenversorgung vorliegen muss, wobei grundsätzlich die gleichen Bedingungen gelten wie für die Einordnung einer Eigenversorgung nach dem EEG. Weiterhin muss die Entnahme des Stroms „am Ort der Erzeugung“ erfolgen. Dieses Kriterium wird – vereinfacht gesagt – jedenfalls nicht enger ausgelegt als die Stromerzeugung im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang nach dem EEG und wäre von Fall zu Fall zu prüfen.

## 5) **Zwischenergebnis**

Wird Strom zur Erzeugung von Wasserstoff für einen Einsatz im Stahlwerk verwendet, spricht viel dafür, dass eine Stromsteuerbefreiung nach § 9a Abs. 1 StromStG in Betracht kommt. Dabei muss insbesondere eine Einordnung des Unternehmens als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes zur Herstellung von Industriegasen erfolgen, was unseres Erachtens aber über einen der drei gezeigten Wege (Industriegasherstellung, Energieversorgung über ein Netz oder Stahlherstellung) möglich sein dürfte. Die Befreiung erfolgt jedenfalls für den unmittelbar zur Elektrolyse eingesetzten Strom. Ob darüber hinausgehende Stromverbräuche auch erfasst sind, ist teilweise vertretbar, aber nicht rechtssicher.

Zudem kommt die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht, die allerdings insbesondere eine Eigenversorgung (Versorgung des Strombedarfs des Elektrolyseurs mit Strom aus eigenen Anlagen) voraussetzt. Dies wird im Bereich der Wasserstoffherzeugung zum Einsatz im Stahlwerk vermutlich nur selten der Fall sein.

## III. **Stromnetzentgelte und netzentgeltbezogene Umlagen**

### 1) **Konzept ohne Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes**

In Teil 1 wurden unter B. drei wesentliche Beschaffungsoptionen für Wasserstoff für die Stahlindustrie dargestellt. Dabei kommt eine Belieferung des Elektrolyseurs mit Strom über das Netz und damit unter Zahlung von Stromnetzentgelten – darum geht es im Vorliegenden Teil 3 III. – in verschiedenen Fällen in Betracht: Immer dann, wenn der Elektrolyseur nicht ausschließlich mit Strom aus einer Stromerzeugungsanlage betrieben wird, an die er über eine Direktleitung angeschlossen ist oder wenn Elektrolyseur und Stromerzeugungsanlage in derselben Kundenanlage stehen, muss das Stromnetz genutzt werden. Es stellt sich dann die Frage, ob Netzentgelte für diesen Transport zu zahlen sind.

Wird das Netz für die allgemeine Versorgung mit Strom dagegen nicht genutzt – in den beiden Konstellationen Direktleitung oder Stromerzeugung in der Kundenanlage –, stellt sich diese Frage nicht.

### 2) **Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung**

Wird der Strom für die Wasserstoffherzeugung im Elektrolyseur dagegen über das Stromnetz transportiert, stellt sich die Frage, ob und inwieweit Netzentgelte sowie netzentgeltbezogene Umlagen für den Strombezug anfallen.

a) **Netzentgelte**

aa) **Entstehung der Pflicht zur Zahlung der Netzentgelte für den Strombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung**

Für den Strombezug eines Elektrolyseurs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung kann nach § 1 StromNEV und § 20 Abs. 1 EnWG grundsätzlich eine Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten entstehen.<sup>48</sup>

bb) **Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für PtG-Anlagen**

Für den in einem Elektrolyseur eingesetzten Strom könnte sich dann aber eine Befreiung aus § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG ergeben:

Nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG sind nach dem am 31.12.2008 neu errichtete **Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie**, die ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. Wie sich aus § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG ergibt, sollen hiervon auch Anlagen umfasst sein, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt wird.<sup>49</sup>

Diese Regelung greift damit aktuell für Anlagen, die bis zum 04.08.2026 in Betrieb gehen, was im Blick zu behalten ist.

(1) **Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (§ 118 Abs. 6 S.1 EnWG)**

Die Inanspruchnahme einer Netzentgeltbefreiung setzt nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zunächst voraus, dass eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie vorliegt, die innerhalb des zeitlichen Anwendungsbereichs der Regelung in Betrieb genommen wurde. Unter die Sonderregelung in § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG können grundsätzlich auch die sog. Power-to-Gas-Anlagen – dies schließt die Elektrolyseure mit ein – Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Sinne des § 118 Abs. 6

---

<sup>48</sup> Der Gesetzgeber hat die Übergangsregelung in § 118 Abs. 6 EnWG eingefügt, nach dem die Rechtsprechung eine Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten auch dann angenommen hat, wenn Strom allein zum Zweck der Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken aus dem Netz entnommen wird (vgl. OLG Düsseldorf, ZNER 2008, 380, bestätigt durch BGH NVwZ-RR 2010, 431). Dies ist mit der Situation der Wasserstoffherzeugung im Elektrolyseur vergleichbar, weil auch hier den Strom zur Speicherung – der Strom wird hier im Wasserstoff eingespeichert – entnommen wird.

<sup>49</sup> Sieberg/Cesarano, „Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft“, RdE 2020, 230 (240); Missling, in Theobald/Kühling, Energierecht, Stand: Januar 2021, § 118 EnWG Rn. 29; darüber hinaus sind nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG auch Anlagen umfasst, in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird.

S. 1 EnWG darstellen.<sup>50</sup> In der Literatur war zumindest vor den letzten beiden Novellierungen aber umstritten, ob eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie nur dann vorliegt, wenn das erzeugte Gas wieder rückverstromt wird.<sup>51</sup>

**(a) Eine Ansicht: Rückverstromung erforderlich**

Nach einer – soweit erkennbar, zuletzt 2015, also vor den jüngsten Novellierungen – in der juristischen Literatur vertretenen Auffassung, kann eine Speicherung elektrischer Energie im Sinne des § 118 Abs. 6 EnWG nur dann angenommen werden, wenn am Ende der Prozesskette wieder elektrische Energie gegeben ist.<sup>52</sup> Als eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie könne man nur eine solche ansehen, in die elektrische Energie „eingeladen“ und aus der bei Bedarf wieder Strom ausgespeist wird, so dass nach dieser Auffassung eine Rückverstromung zwingend erforderlich, damit der Elektrolyseur eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie darstellt.<sup>53</sup>

**(b) Andere Ansicht: Befreiung greift auch bei anderer Verwendung**

Nach anderer Ansicht war und ist eine Rückverstromung für das Vorliegen einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie nicht erforderlich.<sup>54</sup> Diese Auffassung wird insbesondere damit begründet, dass erst § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG davon abhängig macht, dass „die elektrische Energie zur Ausspeisung zurückgewonnen“ wird. Die gesonderte Anordnung der Rückverstromung in Satz 3 spreche damit dagegen, dieselbe inhaltliche Anordnung bereits in den Begriff der Anlage zur Speicherung elektrischer Energie in § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG hineinzulesen.

Zudem muss danach begrifflich zwischen „Speicherung“ und „Zwischenspeicherung“ unterschieden werden. Beim Vorgang der Speicherung handelt es sich danach physikalisch um eine Umwandlung in eine andere Energieform.<sup>55</sup> Eine Zwischenspeicherung setzt demgegenüber nach überwiegender Auffassung voraus, dass der eingespeicherte Strom wieder rückverstromt wird.<sup>56</sup> § 118 Abs. 6 EnWG stellt nach seinem Wortlaut aber nicht auf eine „Zwischenspeicherung“, sondern

<sup>50</sup> *Sieberg/Cesarano*, „Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft“, RdE 2020, 230 (240); *Missling*, in Theobald/Kühling, Energierecht, Stand: Januar 2021, § 118 EnWG Rn. 29.

<sup>51</sup> *Stappert/Vallone/Groß*, RdE 2015, 62 (65); andere Ansicht: *Sailer*, ZNER 2012, 153 (156); *Thomas*, ZNER 2011, 608 (613); *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579 (582).

<sup>52</sup> *Stappert/Vallone/Groß*, RdE 2015, 62 (65).

<sup>53</sup> *Stappert/Vallone/Groß*, RdE 2015, 62 (65).

<sup>54</sup> *Thomas/Altrock*, Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher, ZUR 2013, 579 (582).

<sup>55</sup> *Thomas*, ZNER 2011, 608 (614).

<sup>56</sup> Zum Begriff der Zwischenspeicherung im Rahmen von § 61l EEG 2021: *Cosack*, in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG-Kommentar, 5. Auflage 2018, § 61k EEG, Rn. 9.

auf eine „Speicherung“ von Strom ab. Dabei umfasst der Wortsinn von „Speichern“ gerade bei Strom als vergänglichem Ladungszustand von Teilchen, der zur Speicherung immer in eine andere Energieform umgewandelt werden muss, ebenso auch die Umwandlung in die „haltbare“ Energieform, hier also in Wasserstoff oder ein anderes Gas wie synthetisches Methan. Die Speicherung in diesem Sinne könnte damit allein die Umwandlung von elektrischer Energie in einen speicherfähigen Zustand meinen, so dass die Erzeugung des Wasserstoffs im Elektrolyseur auch unabhängig von einer ggf. stattfindenden Rückverstromung eine Speicherung darstellt und vom Begriff umfasst ist. Erst wenn das Gesetz – wie zum Beispiel im EEG – explizit von Zwischenspeicherung spricht, wäre dann eine spätere Rückverstromung erforderlich. Erst damit würde sich ein stimmiges Verständnis für die Begriffe der „Speicherung“ im EnWG und der „Zwischenspeicherung“ im EEG ergeben.<sup>57</sup>

Schließlich ordnet § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG ausdrücklich an, dass die Sätze 2 und 3 nicht für Anlagen anzuwenden sind, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Damit spricht der Wortlaut des Gesetzes nach dieser Auffassung in S. 7 sehr deutlich dafür, dass u.a. die Anforderung einer Rückverstromung für Wasserstoff nicht gilt.

### (c) **Stellungnahme**

Legt man dies zu Grunde, bestehen nach unserer Auffassung allenfalls Restunsicherheiten, dass mit Speichern im Sinne von S. 1 der Regelung eine Rückverstromung erforderlich ist und demgemäß für das Vorliegen einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie im Sinne des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG eine erneute Umwandlung von Wasserstoff in Strom vorausgesetzt wird. Zwar umfasst das allgemeine Wortlautverständnis von Speichern hier von Strom auch Vorgänge der Ein- und Ausspeicherung. Wie dargestellt, ist dieses Verständnis gerade bei Strom aber nicht zwingend und sogar fernliegender. Der Wortlaut von S. 1 ist damit unklar, spricht aber eher dagegen, eine Ausspeicherung von Strom notwendigerweise vorauszusetzen.

Gleichwohl schätzen wir es als wesentlich naheliegender ein, dass die „Speicherung“ nur die Umwandlung von elektrischer Energie in einen speicherfähigen Zustand meint und damit auch in die Umwandlung in Wasserstoff. Ein Elektrolyseur stellt damit u.E. auch ohne eine ggf. stattfindende Rückverstromung eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie dar.

---

<sup>57</sup> Thomas, ZNER 2011, 608 (614).

Gegen das Erfordernis einer Rückverstromung spricht nach unserer Einschätzung auch die Gesetzeshistorie: Mit der am 04.04.2019 durch den Bundestag beschlossenen Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurde zunächst die Einführung einer zentralen Änderung des § 118 Abs. 6 EnWG beschlossen. Danach sollte § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG nur noch anzuwenden sein, soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas **zur Stromerzeugung** eingesetzt wird.<sup>58</sup> Dies hätte das Eingreifen der Netzentgeltbefreiung jedenfalls davon abhängig gemacht, dass der Wasserstoff rückverstromt wird.<sup>59</sup> Diese Änderung wurde unmittelbar nach dem Gesetzesbeschluss aber rückwirkend (ex tunc) wieder zurückgenommen. Denn dadurch wären, so die Begründung im Gesetzgebungsprozess, bereits vorangeschrittene Projekte zur Wasserstoffherzeugung und Nutzung außerhalb der Rückverstromung akut gefährdet worden. Zugleich wäre mit der Rückverstromung von Wasserstoff ein Fall geregelt worden, der in der Praxis aus wirtschaftlichen Gründen (zu hohe Kosten) nicht vorkommt. Das Bundeswirtschaftsministerium sah sich deshalb gezwungen, bereits am 10.04.2019 über seinen Staatssekretär Feicht erklären zu lassen, dass der gesamte Komplex der Netzentgelttragung von Strom, der in Wasserelektrolyseuren eingesetzt wird, zeitnah – unter Rücknahme der jetzigen Änderung – neu geregelt werden soll.<sup>60</sup>

Konkret heißt es im Plenarprotokoll wie folgt:

*„Allerdings hat die Bundesregierung in der letzten Woche an einer bestimmten Stelle für nicht unerhebliche Irritation gesorgt, indem sie in § 118 des Gesetzes die Umwandlung von grünem Strom in Wasserstoff plötzlich mit Netzentgelten belegen wollte, was bisher durch das Gesetz ausdrücklich ausgeschlossen war.*

*[...]*

*Was war kurzfristig anders? Ich habe in den letzten Tagen gehört, dass die Bundesregierung die im Gesetz vorgesehene Änderung der materiellen Rechtslage, nämlich Netzentgelte auf die Umwandlung in Wasserstoff vorzusehen, rückgängig machen wird, und zwar als Anhang zu dem Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen, dessen*

---

<sup>58</sup> BT-Drs. 19/8913, S. 32; abrufbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/089/1908913.pdf> und die Begründungen in BT-Drs. 19/9027, abrufbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/090/1909027.pdf>;

<sup>59</sup> So auch von Bredow/Valentin/ Herz, „Das NABEG und die Sektorenkopplung: Power-to-Gas künftig durch die ÜNB – oder doch lieber gar nicht...?“, abrufbar unter: <https://www.vbv.de/news-detail/das-nabeg-und-die-sektorenkopplung-power-to-gas-kuenftig-durch-die-uenb-oder-doch-lieber-gar-nicht/>

<sup>60</sup> Zitat StS Feicht, BMWi, aus der Presse, Forum für Zukunftsenergien, siehe dazu auch *Tagesspiegel-Background*, Ausgabe vom 11.04.2019, „BMWi rudert bei NaBeG-Novelle zurück“

*Entwurf sich heute bei uns in der Beratung befindet. Ich erwarte, dass die Bundesregierung heute eine entsprechende Protokollerklärung abgibt."*

Der Staatssekretär erklärte daraufhin:

*„Auf die Kritik des Bundesrates an der Regelung betreffend Netzentgelte bei der Nutzung von Strom für Wasserstoffelektrolyse möchte ich gesondert eingehen: Das Bundeswirtschaftsministerium teilt die Einschätzung Schleswig-Holsteins, dass synthetischer Wasserstoff eine bedeutende Rolle im Rahmen der Energiewende einnehmen kann, einnehmen muss und einnehmen wird. Es besteht die Besorgnis, dass die Regelung im Rahmen der NABEG-Novelle ein Hemmnis für die Nutzung von synthetischem Wasserstoff darstellen kann. Vor diesem Hintergrund beabsichtigt das Bundeswirtschaftsministerium, die Änderung des § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG schnellstmöglich zurückzunehmen.“<sup>61</sup>*

Die Änderung wurde dann im Rahmen des Gesetzes zur Änderung des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen tatsächlich zurückgenommen (BT-Drs. 19/11186). Das Energiedienstleistungsgesetz wurde am 28.06.2019 vom Bundestag beschlossen. Nach Art. 5 Abs. 3 des Änderungsgesetzes tritt die Regelung zudem rückwirkend zum 17.05.2019 in Kraft. Im Ergebnis gilt § 118 Absatz 6 Satz 7 EnWG damit ohne Unterbrechung in seiner ursprünglichen Fassung weiter (BT-Drs. 19/11186, S. 12). Nach der Begründung der Ausschussdrucksache (BT-Drs. 19/11186, S. 11) sollen die Rahmenbedingungen für P2G-Anwendungen nun zunächst mit den betroffenen Interessenvertretern, Ländern und Verbänden erörtert werden.

Auch der Bundesrat ist offenbar der Ansicht, dass eine Rückverstromung nicht erforderlich ist.<sup>62</sup> So begründet dieser 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.<sup>63</sup>

## **(2) Zeitlicher Anwendungsbereich der Norm**

Der Tatbestand setzt weiterhin voraus, dass der Elektrolyseur nach dem 31.12.2018 errichtet worden ist und ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb ge-

<sup>61</sup> Plenarprotokoll 976, S. 136-137.

<sup>62</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?“, S. 28.

<sup>63</sup> BR-Drs. 165/21, S. 29; *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?“, S. 28.

nommen wird. Diese Anforderung wird in den anstehenden Projekten zur Erzeugung von Wasserstoff für die Direktreduktion von Eisenerz im Blick zu halten sein. Ggf. wird hier in der kommenden Legislaturperiode eine Novellierung anzustoßen sein, um den zeitlichen Anwendungsbereich der Regelung rechtzeitig zu verlängern und entsprechende Investitionen abzusichern.

### (3) Nichtanwendbarkeit des § 118 Abs. 6 S. 3 auf PtG-Anlagen

Schließlich bestimmt § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG, dass der Satz 3 des § 118 Abs. 6 EnWG nicht für Anlagen anzuwenden ist, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt worden ist. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG regelt, dass die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG nur greift, *„wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Auspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird.“*

Bis zur letzten Novellierung des § 118 Abs. 6 EnWG war umstritten, ob PtG-Anlagen damit nur von der Rückeinspeisung *in „dasselbe“ Netz* oder *generell* vom Erfordernis der Rückeinspeisung befreit werden sollen.<sup>64</sup> Allerdings wurde diese Position nach unserer Kenntnis zuletzt vom Netzbetreiber Bayernwerk nun wieder eingenommen.

Gegen das Erfordernis einer solchen Rückeinspeisung spricht nach unserer Einschätzung bereits der Wortlaut des § 118 Abs. 6 EnWG. Wie bereits dargelegt, sind nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG *„[d]ie Sätze zwei und drei“* des § 118 Abs. 6 EnWG *„nicht für [PtG]-Anlagen anzuwenden“*. Diese Formulierung ist nach unserer Einschätzung deutlich und nahe liegender Weise dahingehend zu verstehen, dass die im Satz 3 des § 118 Abs. 6 EnWG definierten Anforderungen insgesamt auf PtG-Anlagen nicht anzuwenden sind.<sup>65</sup> Hätte der Gesetzgeber damit zum Ausdruck bringen wollen, dass PtG-Anlagen nur von einer Rückeinspeisung in *„dasselbe“* Netz befreit sein soll, hätte der Gesetzgeber eine solche Regelungsabsicht nach unserer Einschätzung wohl eindeutig im Wortlaut zum Ausdruck gebracht, da dies den Einsatz von PtG-Anlagen stärker einschränken würde und im jetzigen Wortlaut nicht einmal andeutungsweise zum Ausdruck kommt. Diese Sicht entspricht auch der bisherigen Anwendung der Norm in der Praxis, also dem nach unserer Einschätzung vorfindlichen Branchenverständnis. Auch die im Zuge der Novellierung des NABEG wieder zurückgenommene Änderung des § 118 Abs. 6 EnWG hätte

<sup>64</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?“, S. 23 m.w.N.

<sup>65</sup> *Thomas*, ZNER 2011, 608 (614).

ausdrücklich nur eine Rückverstromung („Einsatz zur Stromerzeugung“), nicht jedoch eine Rückeinspeisung vorgesehen.<sup>66</sup>

### **cc) Ergebnis**

Im Ergebnis sprechen u.E. die wesentlich besseren Gründe dafür, dass für den Strombezug eines Elektrolyseurs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung die Voraussetzungen für eine Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG vorliegen, auch wenn der Wasserstoff nicht rückverstromt oder darüber hinausgehend in ein Netz der allgemeinen zurückgespeist wird, sondern anderweitig, etwa als Kraftstoff, verwendet wird. Da jedoch zu dieser Fragestellung insb. keine höchst-richterliche Rechtsprechung vorliegt, können wir nicht ausschließen, dass ein Gericht zu einer abweichenden Einschätzung gelangen könnte.

Damit liegen nach unserer Einschätzung die Voraussetzungen für das Eingreifen einer Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG vor, so dass ein Elektrolyseur, der rechtzeitig vor dem 04.08.2026 in Betrieb geht, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme von den Netzentgelten befreit wäre.

Die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG bezieht sich auf den „Bezug der zu speichernden elektrischen Energie“. Bei der Speicherung von Energie über Wasserstoff wird wohl lediglich die Energie gespeichert, die auch tatsächlich zur Herstellung des Wasserstoffs verwendet wird. Darüber hinausgehende Verbräuche im Zusammenhang mit der Wasserstoffherstellung, etwa zur Kompression, sind nach unserer Einschätzung hingegen wohl nicht von § 118 Abs. 6 EnWG erfasst. Eine weitgehendere Auslegung des § 118 Abs. 6 EnWG, die auch zusätzliche Verbräuche mit einschließt, scheint zwar nicht völlig ausgeschlossen, ist unseres Erachtens aber unwahrscheinlich.

### **b) Netzentgeltbezogene Umlagen**

#### **aa) Keine Befreiung von netzentgeltbezogenen Umlagen nach § 118 Abs. 6 EnWG**

Die Befreiung von den Netzentgelten gemäß § 118 Abs. 6 EnWG bezieht sich nach dem Wortlaut auf die „Entgelte für den Netzzugang“ hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden Energie. Es war lange Zeit rechtlich umstritten, ob sich diese Befreiung von den Netzentgelten auch auf die sog. netzentgeltbezogenen Umlagen be-

---

<sup>66</sup> So auch Bredow/Valentin/ Herz, „Das NABEG und die Sektorenkopplung: Power-to-Gas künftig durch die ÜNB – oder doch lieber gar nicht...?“, abrufbar unter: <https://www.vbv.de/news-detail/das-nabeg-und-die-sektorenkopplung-power-to-gas-kuenftig-durch-die-uenb-oder-doch-lieber-gar-nicht/>

zieht, also die Umlagen, die im Zusammenhang und auf Basis der Netzentgelte mit erhoben werden. Die betrifft insbesondere die Konzessionsabgabe sowie die KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die StromNEV-Umlage und die AbLaV-Umlage. Auch wenn gute rechtliche Gründe dafür sprechen, die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG auch auf die netzentgeltbezogenen Umlagen zu beziehen, ist die Frage mit einem Urteil des BGH aus 2017 mittlerweile rechtspraktisch geklärt. Darin hat der BGH entschieden, dass der Anspruch auf die Befreiung von den Entgelten für den Netzzugang im Sinne des § 118 Abs. 6 EnWG **nicht** die gesetzlichen Umlagen und die Konzessionsabgaben erfasst.<sup>67</sup> Damit ist vorerst davon auszugehen, dass die netzentgeltbezogenen Umlagen für den aus einem Netz bezogenen Strom trotz Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG grundsätzlich anfallen können.

Fraglich könnte sein, ob sich die Rechtsprechung des BGH auch auf die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure bezieht, da es in dem entschiedenen Fall um einen reinen Stromspeicher (Pumpspeicherkraftwerk) ging. Allerdings beruht die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure ebenfalls auf § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG, und der Wortlaut von § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG ist im Hinblick auf die von der Befreiung erfasste Strommenge gleichlautend mit dem der BGH-Entscheidung zugrunde liegenden § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG für Pumpspeicherwerke. Es ist damit kein Grund ersichtlich, warum die Rechtsprechung des BGH nicht auf auch auf diese Fälle anwendbar ist.

Auch wenn die netzentgeltbezogenen Umlagen grundsätzlich anfallen, stellt sich die Frage, ob spezialgesetzliche Befreiungen eingreifen können. Dies ist Folgenden für die einzelnen Umlagen näher zu untersuchen.

## **bb) Reduzierung der netzentgeltbezogenen Umlagen nach anderen Gesetzen**

### **(1) Konzessionsabgabe**

Konzessionsabgaben sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen,<sup>68</sup> die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen (§ 48 Abs. 1 EnWG; § 1 Abs. 2 KAV). Die Konzessionsabgabe wird auf vertraglicher Grundlage vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 3 Nr. 18 EnWG an die Gemeinden entrichtet (§ 48 Abs. 1 S. 1 EnWG, § 1 Abs. 3

<sup>67</sup> BGH, Beschluss vom 20.06.2017, EnVR 24/16, Rn. 14.

<sup>68</sup> Leitung in diesem Sinne umfasst sowohl die Verlegung und den Betrieb von Direktleitungen als auch Leitungen im Netz der allgemeinen Versorgung, vgl. *Hellermann*, in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 48 EnWG, Rn. 13.

KAV). Schuldner der Konzessionsabgabe ist das Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne des § 3 Nr. 18 EnWG (Netzbetreiber), das die gemeindlichen Wege zur Verlegung und den Betrieb von Versorgungsleitung nutzt. Diese wird jedoch als Kostenposition vom Netzbetreiber an die Netznutzer weitergereicht.<sup>69</sup>

Für den Strombezug des Elektrolyseurs könnte die Konzessionsabgabe gemäß § 2 Abs. 4 KAV entfallen. Danach dürfen bei Strom Konzessionsabgaben für die Lieferung an solche Sondervertragskunden nicht erhoben werden, deren Durchschnittspreis je Kilowattstunde (Strombezug einschließlich Netzentgelt) unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung vor Strom an alle Sondervertragskunden liegt. Dieser sog. Grenzpreis erfasst die gesamten von den Sondervertragskunden zu zahlenden Strompreisbestandteile einschließlich der Netzentgelte samt Stromsteuer, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage, nicht Umsatzsteuer und Stromsteuerermäßigung.<sup>70</sup> Ob diese Voraussetzungen auch für den Strombezug des Elektrolyseurs erfüllt sind, ist im Einzelfall zu prüfen. Berücksichtigt man, dass der Elektrolyseur jedenfalls nach § 118 Abs. 6, S.7 EnWG von den Netzentgelten, nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG vollständig von der Stromsteuer befreit ist, könnte ein solcher Fall vorliegend gegeben sein.

## **(2) KWKG-Umlage (§ 26 KWKG)**

Nach § 26 Abs. 1 KWKG sind Netzbetreiber berechtigt, die Kosten für die nach dem KWKG erforderlichen Ausgaben (KWKG-Umlage) bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz zu bringen.

### **(a) Befreiung nach § 27b KWKG**

Gemäß § 27b KWKG ist für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher verbraucht wird, § 61l EEG entsprechend anzuwenden. Nach § 61l Abs. 1 EEG verringert sich die EEG-Umlage für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage für Strom gezahlt wird, der mit dem Stromspeicher erzeugt wird. Die Befreiung setzt also voraus, dass der Strom in einem Stromspeicher eingesetzt wird und der eingespeicherte Strom wieder in Strom umgewandelt wird. Dies ist vorliegend bei der Einspeicherung zur Wasserstoffherstellung jedoch nicht der Fall. Außerdem sieht § 61l EEG eine Befreiung von der EEG-Umlage für Speichergas vor, worunter auch Wasserstoff fällt. Diese Vorschrift kommt jedoch, wie dargestellt, vorliegend auch nicht in Betracht, da der Wasserstoff nicht in jedem Fall in ein Erd-

<sup>69</sup> Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62 (67).

<sup>70</sup> Stappert/Vallone/Groß, RdE 2015, 62 (68).

gasnetz eingespeist werden würde, jedenfalls aber nicht zur Stromerzeugung, sondern zur Direktreduktion von Eisenerz eingesetzt werden soll. Mangels EEG-Umlagenbefreiung gemäß § 61a EEG kommt damit eine Befreiung von der KWKG-Umlage nach § 27b KWKG nicht in Betracht.

#### **(b) Reduzierung nach § 27 KWKG i.V.m. § 64a EEG**

Gemäß § 27 Abs. 1 S. 1 i.V.m. S. 3 KWKG wird die KWKG-Umlage im Fall einer EEG-Umlagebegrenzung nach § 64a EEG begrenzt. Dabei wird die Höhe der KWKG-Umlage in entsprechender Anwendung von § 64a Abs. 2 EEG ermittelt (§ 27 Abs. 1 S. 3 KWKG). Dies bedeutet, dass die Reduzierung der KWKG-Umlage um den gleichen Prozentsatz erfolgt wie die EEG-Umlagereduzierung nach § 64a EEG. Die minimale KWKG-Umlage (im Fall des sog. Super-Cap) beträgt 0,03 ct/kWh (siehe § 27b Abs. 1 S. 3 Nr. 3 KWKG). Dies bedeutet, dass im Fall einer EEG-Umlagereduzierung nach § 64a EEG auch eine KWKG-Umlagereduzierung für den aus dem Netz bezogenen Strom erfolgen kann.

#### **(c) Reduzierung nach § 27d KWKG i.V.m. § 69b EEG**

Nach § 27d KWKG verringert sich die KWKG-Umlage nach Maßgabe des § 69b EEG auf null (und entfällt damit) für Strom, der von einem Unternehmen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verbraucht wird. Der Wortlaut „nach Maßgabe des § 69b EEG 2021“ spricht dabei nach unserer Einschätzung dafür, dass die Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung des § 69b EEG 2021 auf die ersten 5.000 Vbh eines Kalenderjahres auch für die Reduzierung der KWKG-Umlage anzuwenden ist. Sofern die Voraussetzungen für eine EEG-Umlagenbefreiung nach § 69b EEG vorliegen, entfällt damit auch die KWKG-Umlage für den aus dem Netz bezogenen Strom bis zu den ersten 5.000 Vbh.

#### **(3) Offshore-Umlage (§ 17f Abs. 1 S. 2 und Abs. 5 EnWG)**

Gemäß § 17f Abs. 1 S. 2 und S. 3 EnWG können die Kosten der netztechnischen Anbindung von Offshore-Windparks im Rahmen eines bundesweiten Belastungsausgleichs nach § 17f Abs. 1 Satz 2, Abs. 5 EnWG in Gestalt der Offshore-Umlage an Stromletztverbraucher weiterberechnet werden.

In Bezug auf die Offshore-Umlage kommen auch Privilegierungen in Betracht. Gemäß § 17f Abs. 5 Satz 2 EnWG sind die Vorschriften der §§ 26 bis 28 und 30 KWKG entsprechend anzuwenden.

Damit finden insbesondere auch die Begrenzungstatbestände in den §§ 27, 27b und 27d KWKG Anwendung. Somit gelten für die Offshore Haftungsumlage dieselben Erwägungen wie für die KWKG-Umlage:

Eine Befreiung von der KWKG-Umlage für Zwischenspeicherung kommt mangels Voraussetzungen des § 61l EEG nicht in Betracht.

Eine Begrenzung der Offshore-Umlage erfolgt in der gleichen Weise wie eine Reduzierung der EEG-Umlage nach § 64a EEG. Es gilt also grundsätzlich dieselbe prozentuale Reduzierung wie für die EEG-Umlagereduzierung. Im Gegensatz zu § 27 KWKG enthält § 17f Abs. 5 EnWG keine Regelung zur Beschränkung der Offshore-Haftungsumlage nach unten im Fall des sog. Super-Cap. Möglicherweise gilt daher hier keine Beschränkung nach unten. Eher dürfte aber davon auszugehen sein, dass die Grenze nach dem KWKG in Höhe von 0,03 ct/kWh anzuwenden ist.

Auch § 27d KWKG ist auf die Offshore-Haftungsumlage anzuwenden. Damit entfällt die Offshore-Umlage vollständig für Strom, der nach § 69b EEG als Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage befreit ist. Auch insoweit spricht nach unserer Einschätzung der Wortlaut des § 27d KWKG „nach Maßgabe des § 69b EEG 2021“ dafür, dass die Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG 2021 auf die ersten 5.000 Vbh auch für die Befreiung von der Offshore-Umlage anzuwenden ist.

#### **(4) § 19 StromNEV-Umlage**

Finanzielle Lasten, die aufgrund von individuellen Netzentgelten gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV entstehen, werden nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV in einem Belastungsausgleich auf die Stromletztverbraucher verteilt (§ 19-StromNEV-Umlage). Auch diese Umlage fällt für den Strombezug des Elektrolyseurs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung – trotz Befreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG – an. Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 15 2. Halbsatz StromNEV sind nur die §§ 26, 28 und 30 KWKG anzuwenden, nicht aber die Tatbestände der §§ 27 ff. KWKG. Damit sind also die Befreiungs- und Reduzierungstatbestände des KWKG – anders als bei der Offshore-Umlage – hier nicht entsprechend anzuwenden. Es erfolgt also keine Reduzierung der § 19-StromNEV-Umlage.

#### **(5) Umlage für abschaltbare Lasten (§ 18 Abs. 1 AbLAV)**

Im Zuge der Netzintegration von erneuerbaren Energien soll durch die Nutzung sog. abschaltbarer Lasten eine weitere Möglichkeit geschaffen werden, die Si-

cherheit und die Effizienz der Stromversorgung zu erhöhen.<sup>71</sup> Die dadurch entstehenden Kosten können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 2 AbLaV). Begrenzungstatbestände für die AbLaV-Umlage bestehen nicht und die Vorschriften des KWKG zur Reduzierung der KWKG-Umlage sind auch nicht entsprechend anzuwenden. Es erfolgt also keine Reduzierung der AbLaV-Umlage.

#### IV. Gasnetzentgelte / Einspeiseentgelt

Schließlich sieht § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG vor, dass Anlagen nach S. 7, also insbesondere Elektrolyseure, vom Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit sind.

Soweit die Wasserstoffbeschaffung eines Stahlwerks zur Direktreduktion des Eisenerzes mit einer Lieferung von Wasserstoff über das Gasnetz einhergeht, sind insoweit also keine Einspeiseentgelte zu entrichten.

#### V. Energiesteuer

Fraglich ist, ob für den Transport von Wasserstoff über das Erdgasnetz Energiesteuer zu entrichten ist.

Gemäß § 38 Abs. 1 S. 1 EnergieStG entsteht die Energiesteuer dadurch, dass geliefertes oder selbst erzeugtes Erdgas im Steuergebiet zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz entnommen wird, es sei denn, es schließt sich ein Verfahren der Steuerbefreiung gemäß § 44 Abs. 1 EnergieStG an.

§ 38 EnergieStG ist damit ausweislich des Wortlautes auf **Erdgas** anwendbar. Wasserstoff stellt zwar grundsätzlich kein Erdgas dar, wird im Falle einer Einspeisung in das Erdgasnetz aber energiesteuerrechtlich wie Erdgas behandelt.<sup>72</sup> Hintergrund dafür ist, dass es bei der Einspeisung des Wasserstoffs zu einer Vermischung mit den anderen im Erdgasnetz befindlichen Gasen kommt – dies ist mehrheitlich Erdgas. Angesichts der im Erdgasnetz vorhandenen Erdgasmengen und den in Relation dazu eher geringen Wasserstoffmengen sei auf weiteres davon auszugehen,

---

<sup>71</sup> BT-Drs. 17/11671, S. 10.

<sup>72</sup> Schreiben des BMF vom 02.07.2008 – III A 1 – V 8245/07/0006 – DOK 2008/0338054, Versorgungswirtschaft, Heft 11 2008, (262), 262; Henschel/Milewski/Meißner, in Eichhorn/Utescher-Dabitz, Praxishandbuch – die Besteuerung von Strom, Erdgas und Kohle, Kapitel B. „Besteuerung von Erdgas“, S. 163; DEHSt, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, S. 16.

dass es sich bei der Entnahme von Gas aus dem Erdgasnetz um Erdgas im Sinne des Energiesteuergesetzes handelt.<sup>73</sup>

Gemäß § 38 Abs. 1 S. 1 EnergieStG entsteht die Steuer dadurch, dass Erdgas im Steuergebiet zum Verbrauch aus dem Leitungsnetz entnommen wird, soweit sich kein Verfahren der Steuerbefreiung gemäß § 44 Abs. 1 EnergieStG anschließt. Nach § 44 EnergieStG darf Erdgas durch den Inhaber eines Gasgewinnungsbetriebes im Zusammenhang mit der Herstellung von Erdgas (§ 44 Abs. 2), Erdgas, das beim Kohleabbau aufgefangen wird, zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen (§ 44 Abs. 2 Buchstabe a)) und verflüssigtes Erdgas zu den in § 27 Abs. 1 Satz EnergieStG genannten Zwecken – dies umfasst die Verwendung in Wasserfahrzeugen und in Luftfahrzeugen – verwendet werden (§ 44 Abs. 2 Buchstabe b)). Der Einsatz des Gases in einer Direktreduktionsanlage bei der Stahlerzeugung unterliegt damit keinem Verfahren der Steuerbefreiung gemäß § 44 Abs. 1 EnergieStG.

§ 28 Abs. 1 Nr. 2 EnergieStG sieht zunächst eine Steuerbefreiung für die Verheizung von Biogas vor. Diese greift nach Satz 2 des § 28 Abs. 1 EnergieStG auch dann, wenn das Biogas unmittelbar vor der Verwendung mit Erdgas gemischt wird, sodass auch im Falle einer Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz eine Steuerbefreiung für den zugemischten Anteil des Biogases in Anspruch genommen werden kann.<sup>74</sup> § 28 EnergieStG gilt jedoch nach seinem Wortlaut ausdrücklich nur für Biogas, nicht aber für Wasserstoff. Ob § 28 EnergieStG analog auf Wasserstoff angewendet werden kann, ist jedenfalls vor dem Hintergrund des eindeutigen Wortlautes des § 28 EnergieStG fraglich.

Zu prüfen ist weiter, ob für den Einsatz des Wasserstoff-/Erdgasgemisches in einer Direktreduktionsanlage eine Steuerentlastung nach den §§ 46 ff. EnergieStG geltend gemacht werden kann. Nach § 47 Abs. 1 Nr. 3 EnergieStG kann für nachweislich versteuertes Erdgas auf Antrag eine vollständige Entlastung gewährt werden, wenn dieses nach § 25 EnergieStG nicht als Heiz- oder Kraftstoff verwendet wird. Hierunter fallen Vorgänge, bei denen das Erdgas ohne Verbrennung in ein anderes Produkt umgewandelt wird (Mischen o. chemische Umwandlung) oder die Verbrennung nicht dazu dient, Kraft oder Wärme zu erzeugen.<sup>75</sup> Wird das Erdgas in der Direktreduktionsanlage unmittelbar als Reduktionsmittel für das Eisenerz eingesetzt, spricht viel dafür, dass insoweit keine Verwendung als Kraft- oder Heizstoff

<sup>73</sup> Schreiben des BMF vom 02.07.2008 – III A 1 – V 8245/07/0006 – DOK 2008/0338054, Versorgungswirtschaft, Heft 11 2008, (262), 262.

<sup>74</sup> Henschel/Milewski/Meißner, in Eichhorn/Utescher-Dabitz, Praxishandbuch – die Besteuerung von Strom, Erdgas und Kohle, Kapitel B. „Besteuerung von Erdgas“, S. 163.

<sup>75</sup> Henschel/Milewski/Meißner, in Eichhorn/Utescher-Dabitz, Praxishandbuch – die Besteuerung von Strom, Erdgas und Kohle, Kapitel B. „Besteuerung von Erdgas“, S. 165.

erfolgt, sodass bezogen auf das gesamte Gasgemisch eine vollständige Entlastung nach § 47 EnergieStG in Betracht kommt.

Die Stahlherstellung ist darüber hinaus ein produzierendes Gewerbe nach Nr. 27.1 Unterabschnitt DJ WZ 2003. Nach § 51 Abs. 1 Nr. 1 b) EnergieStG kann ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf Antrag eine vollständige Entlastung für die Verwendung von Erdgas zur Metallerzeugung und -bearbeitung gewährt werden. Bei der Stahlerzeugung wird Metall, nämlich Eisenerz, verarbeitet, sodass eine Bearbeitung von Metall wohl vorliegt. Alternativ zur vollständigen Entlastung nach § 51 Abs. 1 Nr. 1 b) EnergieStG kommt unter den Voraussetzungen des § 55 EnergieStG auch eine (anteilige) Reduzierung in Betracht (sog. Spitzenausgleich).

### **C. Arbeitspaket 3: Hochskalierung Schlüsseltechnologien**

#### **I. Bei Wasserstoffnetzen andere Ausgangssituation als bei Strom/Gas**

Um die Erzeugung von grünem Stahl vorantreiben zu können, muss der hierfür benötigte grüne Wasserstoff zunächst zum Stahlstandort transportiert werden. Sofern der erzeugte Ort sich an einem dritten Ort befindet, kommt der leitungsgebundene Wasserstofftransport in Frage (Beschaffung über Weg 3 bzw. zu einem späteren Zeitpunkt über Weg 1).

Anders als bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas kann der Stahlerzeuger zum Erhalt von grünem Wasserstoff nicht auf eine bereits vorhandene, regelmäßig vermaschte Netzstruktur zurückgreifen. Die besondere Herausforderung im Bereich der Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen liegt derzeit darin, neben der Einführung von Aufsichtsstrukturen für einen Monopolbereich auch die entsprechenden Wasserstoffnetze und damit die Wasserstoffwirtschaft insgesamt **aufzubauen**.<sup>76</sup> Dem versuchen die mit der EnWG-Novelle 2021 neu eingeführten rechtlichen Vorgaben für Wasserstoffleitungen und Wasserstoffnetze gerecht zu werden.

Soweit es in Deutschland bereits reine Wasserstoffleitungen/-netze gibt, unterfallen diese bisher keiner Regulierung, sondern dem allgemeinen Kartellrecht. Falls Interessen Dritter betroffen sind, kann jedenfalls § 19 Absatz 2 Nummer 4 GWB unter bestimmten Voraussetzungen einen Zugang zu den Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen ermöglichen. Daher sieht der Gesetzgeber zunächst davon ab, alle bestehenden oder künftigen Wasserstoffleitungen/-netze zwingend einer Regulierung zu unterwerfen. Stattdessen sollen Betreiber selbst entscheiden

---

<sup>76</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 117 f.

(„Opt-in“-Modell), ob ihr Geschäftsmodell für den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur durch den Rechtsrahmen unterstützt werden kann.<sup>77</sup>

Demnach kann der Stahlerzeuger über mehrere Wege mit grünem Wasserstoff versorgt werden, einerseits über ein reines, ggf. künftig vermaschtes Wasserstoffnetz i. S. d. EnWG, andererseits über sonstige **leitungsgebundene Wasserstoffinfrastrukturen**. Deren rechtlichen Anforderungen werden im **Arbeitspaket 3** untersucht.

In der Anfangsphase wird grüner Wasserstoff vermutlich nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Dennoch kann grüner Wasserstoff auch in geringen Mengen sich positiv auf die Stahlindustrie auswirken, indem der grüne Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird (sogenannte Beimischung) und das für die Energieerzeugung in Stahlwerken genommene Erdgas durch die Beimischung zumindest sukzessive dekarbonisiert wird (in der Anfangsphase nach Weg 1). Das Arbeitspaket 3 greift demnach auch den für die **Einspeisung von Wasserstoff** in das Erdgasnetz geltenden Rechtsrahmen auf. Schließlich wird im Arbeitspaket 3 die **Anwendbarkeit der Privilegierungen von Biogas im Rahmen der GasNZV** über die Gleichstellung von Wasserstoff mit Biogas nach § 3 Nr. 10f EnWG geprüft.

## II. Regulierung von Wasserstoffnetzen nach der EnWG-Novelle 2021

Durch die **EnWG-Novelle 2021** ergeben sich zahlreiche Änderungen, in der u. a. erstmals auf nationaler Ebene regulatorische Rahmenbedingungen für die leitungsgebundene Wasserstoffinfrastruktur eingeführt werden.

### 1) Anpassung der gesetzlichen Definitionen

Vor den in **Teil 3, C. I.** genannten Hintergründen, hat sich der Gesetzgeber für das Opt-in-Modell und damit für eine **getrennte Regulierung von Wasserstoff- und Gasnetzen** entschieden. Dies wirkt sich auch auf die Begriffsbestimmungen in § 3 EnWG aus, die einerseits für die Regulierung von Wasserstoffnetzen Konkretisierungen vorsehen, andererseits aber auch der Abgrenzung zu anderen dort genannten Begriffen dienen.

#### a) Wasserstoff als eigene Commodity, Abgrenzung zu Gas

Mit der EnWG-Novelle 2021 wird insbesondere die Definition von Energie (§ 3 Nr. 14 EnWG) erweitert, wonach neben Elektrizität und Gas auch **Wasserstoff als eigenständiger Energieträger** aufgezählt wird, soweit es zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet wird. Hiervon abzugrenzen ist der durch *Elektrolyse*

<sup>77</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 118.

*erzeugter Wasserstoff*, der in das Gasversorgungsnetz eingespeist wird. Denn in diesen Fällen der Beimischung handelt es sich weiter um Gas (§ 3 Nr. 19a EnWG) bzw. Biogas (§ 3 Nr. 10f EnWG) – jedenfalls, wenn der Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt bzw. der eingesetzte Strom überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt (zum technologiespezifischen Ansatz, vgl. **Teil 3, C. III. 1.**).

#### **b) Reine Wasserstoffnetze, Abgrenzung zu Gasversorgungsnetze**

Neu eingeführt wird außerdem der Begriff **Wasserstoffnetz** (§ 3 Nr. 39a EnWG). Hierunter fällt 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. Unabhängig vom Durchmesser umfasst das Wasserstoffnetz 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.*

(Reine) Wasserstoffnetze stellen demnach **keine Gasversorgungsnetze** i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG dar. Ebenso wenig wird in § 3 Nr. 39a EnWG zwischen Fernleitungs- und Verteilerebene unterschieden. Ausweislich der Definition in § 3 Nr. 10b EnWG nehmen Betreiber von Wasserstoffnetzen jedoch die Aufgabe *des Transports oder der Verteilung* von Wasserstoff wahr und sind für den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Wasserstoffnetzes verantwortlich. Demgegenüber gelten Wasserstoffnetze aber hinsichtlich der Leitungs- und Wegerechte als Energieversorgungsnetze nach § 3 Nr. 16 EnWG (vgl. hierzu auch **Teil 3, C. II. 3.**).

#### **c) Wasserstoffspeicheranlagen**

Neu hinzugekommen sind außerdem Wasserstoffspeicheranlagen als eine einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff, vgl. § 3 Nr. 39b EnWG, sowie deren Betreiber nach § 3 Nr. 10c EnWG.

#### **2) Der neue Abschnitt 3b: Opt-in-Regulierung von Wasserstoffnetzen**

##### **a) Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit, Fördermittel**

Vor den eben genannten Hintergründen kann der Betreiber eines reinen Wasserstoffnetzes selbst entscheiden, ob er sich zusätzlich auch den Bestimmungen des Opt-in im Abschnitt 3b des EnWG unterwirft.

## aa) Erklärung an die Bundesnetzagentur

Die regulatorischen Vorgaben im Abschnitt 3b des EnWG (§§ 28k bis 29q EnWG) finden daher nur Anwendung, wenn der Betreiber gegenüber der Bundesnetzagentur eine **Erklärung** abgibt, diesen unterfallen zu wollen (§ 28j Abs. 3 EnWG). Die Erklärung wird jedoch erst wirksam, wenn die Bundesnetzagentur in einer **Ad-Hoc Prüfung** die Bedarfsgerechtigkeit nach Maßgabe des § 28p EnWG positiv feststellt. Hierfür kann die Behörde die Vorlage der erforderlichen Unterlagen verlangen, insbesondere einen zwischen Netznutzer und Netzbetreiber *abgestimmten Realisierungsfahrplan* bezüglich der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen des verhandelten Netzzugangs. Hat die Bundesnetzagentur nicht innerhalb von vier Monaten über die Bedarfsgerechtigkeit nach Eingang aller Unterlagen entschieden, ist diese als gegeben anzusehen, vgl. § 28p Abs. 5 EnWG. Liegt für die Wasserstoffnetzinfrastruktur ein positiver Förderbescheid nach den Förderkriterien der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vor, wird nach § 28p Abs. 3 Satz 1 EnWG die Bedarfsgerechtigkeit widerleglich vermutet.

Betreiber von Wasserstoffnetzen haben schließlich zu beachten, dass ihre Erklärung *unwiderruflich* ist und ab dem Zeitpunkt der Wirksamkeit unbefristet für *alle* ihre Wasserstoffnetze gilt, vgl. § 28j Abs. 3 Satz 3 EnWG. Sofern eine positive Bedarfsprüfung seitens der Bundesnetzagentur vorliegt, haben Betreiber von Wasserstoffnetzen den „point of no return“ erreicht.

Für alle Betreiber von Wasserstoffnetzen gelten demgegenüber die Teile 5, 6 und 7 des EnWG (siehe hierzu **Teil 3, C. II. 3.**), ohne dass es auf eine Erklärung ankommt, vgl. § 28j Abs. 1 EnWG. Schließlich sind alle Betreiber von Wasserstoffnetzen nach § 28j Abs. 4 EnWG verpflichtet, untereinander in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, das für die Realisierung einer betreiberübergreifenden Leitungs- und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff sowie deren Nutzung durch Dritte erforderlich ist.

## bb) Förderfähigkeit von Wasserstoffnetzinfrastrukturen

Vor dem Hintergrund, dass nach § 28j Abs. 3 Satz 1 EnWG bei Wasserstoffnetzinfrastrukturen mit einem positiven Förderbescheid die Bedarfsgerechtigkeit widerleglich vermutet wird, ist fraglich, ob im Umkehrschluss eine Förderung bzw. Förderfähigkeit nicht nur ein reines Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG voraussetzt, sondern dieses sogar noch den Opt-in-Regelungen unterliegen muss. Aus dem Gesetzeswortlaut und dem Gesetzeszweck (siehe hierzu **Teil 3, C. I.**) lässt sich einerseits entnehmen, dass mit dem Opt-in-Modell eine nationale Wasserstoffnetzinfrastruktur schrittweise aufgebaut werden soll. Andererseits weist der

deutsche Gesetzgeber darauf hin, dass die „Zwecke der Regulierung klar von den Zielen von Förderregimen zu unterscheiden“ sind.<sup>78</sup>

Danach setzt eine Förderung bzw. Förderfähigkeit zwar nicht zwingend ein den Vorgaben des Opt-in unterliegendes reines Wasserstoffnetz voraus. Gleichwohl sind seitens des deutschen Gesetzgebers Tendenzen erkennbar, primär den Aufbau von reinen Wasserstoffnetzen fördern zu wollen, wonach dieser insbesondere die Bundesregierung auffordert,

- *„für die Dauer der Übergangsregulierung konkrete Vorschläge für zusätzliche Förderinstrumente vorzulegen, welche die Förderung im Rahmen der IPCEI-Projekte ergänzt und zusätzliche Anreize für Investitionen setzt und*
- *zu prüfen, wie die Förderinstrumente für die Dauer der Übergangsregulierung mittels eines Absicherungsmechanismus (bspw. Ausfallbürgschaften oder dynamische Förderquote) ergänzt werden können, um zu verhindern, dass es bei Ausfall einzelner Ankerkunden des Wasserstoffstartnetzes durch die damit einhergehende Erhöhung der Wasserstoff-Netzentgelte für die verbliebenen Kunden zu einem kaskadenartigen Einbruch der Wirtschaftlichkeit kommt.“<sup>79</sup>*

Bei der Ermittlung der Netzkosten werden Zuschüsse zu den Netzkosten aus Fördermitteln sowie mittels eines Absicherungsmechanismus ergänzte Förderinstrumente bereits in § 3 der von der Bundesregierung am 22.09.2021 beschlossenen *Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen und zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (WasserstoffNEV)* regulatorisch berücksichtigt (die erforderliche Zustimmung des Bundesrates steht noch aus, hierzu sogleich). Die WasserstoffNEV gilt nach deren § 1 wiederum nur für die den Vorgaben des Opt-in unterliegenden Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen, woraus sich durchaus eine vorrangige Förderung solcher Betreiber ableiten lässt.

## b) Entflechtung

### aa) Buchhalterische Entflechtung, Ordnungsgeldvorschriften

Gemäß § 28k EnWG sind Betreiber von Wasserstoffnetzen zur **buchhalterischen Entflechtung** verpflichtet, die auch eine separate jährliche Rechnungslegungs- und Buchführungspflicht umfasst. Unabhängig davon, ob der Betreiber von Wasserstoffnetzen in der Rechtsform einer Kapitalgesellschaft oder haftungsbeschränkten Personenhandelsgesellschaft betrieben wird, muss dieser außerdem einen Jah-

---

<sup>78</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 118.

<sup>79</sup> Vgl. BR-Drs. 578/21, S. 2.

resabschluss sowie einen Lagebericht nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuchs (HGB) aufstellen, prüfen lassen und offenlegen, vgl. § 28k Abs. 1 EnWG. Ferner ist für den Betrieb von Wasserstoffnetzen ein Tätigkeitsabschluss aufzustellen und dem Abschlussprüfer des Jahresabschlusses zur Prüfung vorzulegen. Falls die eben genannten Offenlegungspflichten verletzt werden, wird nach Maßgabe des § 28j EnWG ein Ordnungsgeldverfahren eingeleitet.

Gemäß der Gesetzesbegründung sowie ausweislich des ausdrücklichen Wortlauts des § 28k Abs. 2 Satz 1 EnWG sollen hierdurch **Diskriminierungen und Quersubventionierungen** zwischen dem Betrieb von Wasserstoffnetzen und anderen Tätigkeiten (insbesondere der Betrieb von Erdgasversorgungsnetzen) verhindert werden.<sup>80</sup> Das Verbot der Quersubventionierung leitet der deutsche Gesetzgeber aus dem EU-Recht ab, hier aus Artikel 13 Absatz 1 Satz 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom 13.07.2009 (FerngasZVO) und Artikel 7 Satz 2 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 vom 16.03.2017 (NC TAR). Danach müssen die Entgelte für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen die tatsächlichen Kosten widerspiegeln und dürfen damit keine Kosten enthalten, die nicht Gegenstand der Fernleitung sind, was z. B. bei den Kosten für die Errichtung der Wasserstoffnetzinfrastruktur der Fall wäre.<sup>81</sup>

Dass das derzeit geltende EU-Recht einer gemeinsamen Finanzierung der Wasserstoff- und Erdgasnetze entgegensteht, hat der deutsche Gesetzgeber außerdem im Rahmen einer EntschlieÙung ausdrücklich festgestellt.<sup>82</sup>

## **bb) Vertikale Entflechtung**

Weitere Vorgaben zur Entflechtung sind in § 28m EnWG enthalten. Danach haben Netzbetreiber ihre Unabhängigkeit von der Wasserstofferzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffvertrieb sicherzustellen (**vertikale Entflechtung**). Insbesondere ist es Betreibern von Wasserstoffnetzen nicht gestattet, entsprechende Anlagen zu errichten oder zu betreiben oder Eigentum an diesen zu halten (§ 28m Abs. 1 EnWG).

Der Netzbetreiber darf danach nicht innerhalb derselben Gesellschaft zugleich Erzeugung, Speicherung oder Vertrieb betreiben. Ist der Wasserstoffnetzbetreiber die Muttergesellschaft, dürfen Tochtergesellschaften ebenfalls nicht in den Berei-

---

<sup>80</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 119.

<sup>81</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 119.

<sup>82</sup> Vgl. BR-Drs. 578/21, S. 2.

chen Erzeugung, Speicherung oder Vertrieb tätig sein (Netzgesellschaft als Muttergesellschaft).

Für den umgekehrten Fall, dass der Wasserstoffnetzbetreiber eine Tochtergesellschaft ist und in der Muttergesellschaft Erzeugung, Speicherung oder Vertrieb erfolgt, bestehen ausweislich des Wortlauts des § 28m Abs. 1 Satz 3 EnWG keine entflechtungsrechtlichen Bedenken (Netzgesellschaft als Tochtergesellschaft).

Ebenso zulässig wäre die Konstellation, dass der Betrieb des Wasserstoffnetzes und die Bereiche Wasserstofferzeugung, Wasserstoffspeicherung oder Wasserstoffvertrieb in getrennten Tochtergesellschaften organisiert werden und die Muttergesellschaft lediglich als Holdinggesellschaft agiert (Holding-Modell).

Hiervon ausgenommen sind wettbewerbliche Tätigkeiten der Gewinnung, der Erzeugung oder des Vertrieb von Gas und Strom, da § 28m Abs. 1 Satz 3 EnWG im Gegensatz zu § 7 Abs. 1 und § 8 Abs. 1 EnWG nur Anlagen der *Wasserstofferzeugung*, *Wasserstoffspeicherung* oder des *Wasserstoffvertriebs* erfasst. Voraussetzung ist allerdings, dass die Muttergesellschaft ausschließlich als Wasserstoffnetzbetreiber tätig ist und nicht als Mehrspartenunternehmen auch zusätzlich Strom- und/oder Gasnetze betreibt. Anderenfalls würden die strengeren §§ 7, 7a EnWG bzw. § 8 Abs. 1 EnWG greifen und damit eine Entflechtung des Strom-/Gasnetzbetriebs von allen wettbewerblichen Tätigkeiten der Erzeugung, Speicherung oder des Vertriebs von Energie (Strom/Gas/Wasserstoff) vorschreiben.

Keine entflechtungsrechtlichen Bedenken bestehen jedenfalls, wenn der Stahlhersteller den für die Produktion erforderlichen grünen Wasserstoff zwar an einem dritten Ort selbst erzeugt, aber das für Transport zum Stahlstandort genutzte nach Opt-in regulierte Wasserstoffnetz von einem Dritten betrieben wird.

### cc) Informationelle Entflechtung

Schließlich haben Betreiber von Wasserstoffnetzen im Rahmen der **informativischen Entflechtung** (§ 28m Abs. 2 EnWG) sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen gewahrt wird. Gestrichen wurde die im Referentenentwurf<sup>83</sup> ursprünglich enthaltene Pflicht einer Entflechtung, die den Betrieb eines Wasserstoff- und z. B. eines Gasnetzes unter einem Dach ausgeschlossen hätte.

---

<sup>83</sup> Der Referentenentwurf zur EnWG-Novelle 2021 (EnWG-RefE) ist unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/referentenentwurf-enwg-novelle.html> abrufbar; zur gesellschaftsrechtlichen Entflechtung, vgl. § 28l Abs. 2 EnWG-RefE.

### c) **Verhandelter Netzzugang**

Gemäß § 28n EnWG wird der Zugang und Anschluss zu Wasserstoffnetzen im Wege des **verhandelten Zugangs** gewährt. Das bedeutet, dass es bilateraler Verträge zwischen Unternehmen bedarf. Dazu gehört die Entwicklung entsprechender Vertragsstandards, die eventuelle Begründung in Textform bei Ablehnung des Netzzugangs/Netzanschlusses sowie die Veröffentlichung und Aktualisierung der Geschäftsbedingungen – insbesondere zu den Entgelten für den Netzzugang und der verfahrensmäßigen Behandlung von Netzzugangsanfragen – auf der Internetseite des Betreibers. Auf Anfrage haben Betreiber von Wasserstoffnetzen außerdem Angaben über die für die Dauer des begehrten Netzzugangs nutzbaren Kapazitäten und absehbaren Engpässe zu machen sowie ausreichende Informationen an den Zugangsbegehrenden zu übermitteln, damit der Transport, die Entnahme oder die Einspeisung von Wasserstoff unter Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Betriebs des Wasserstoffnetzes durchgeführt werden kann. Diesbezügliche Vorgaben gelten auch für Betreiber von Wasserstoffspeichereinrichtungen, vgl. § 28j Abs. 2 EnWG.

Schließlich wird die Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates in § 28n Abs. 4 EnWG ermächtigt, die Vorgaben für den Anschluss und den Zugang zu Wasserstoffnetzen durch **Rechtsverordnung** zu konkretisieren. In Anlehnung an die Strom- und Gasnetzzugangsverordnung (Strom-/GasNZV) könnte etwa eine „*Wasserstoffnetzzugangsverordnung*“ erlassen werden.

### d) **Entgeltbildung, keine Anreizregulierung, Entgeltgenehmigung**

Nach Maßgabe von § 28o Abs. 1 Satz 2 bis 5 EnWG gilt hinsichtlich der Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen § 21 EnWG entsprechend, d. h. die Netzentgelte müssen **angemessen, diskriminierungsfrei sowie transparent sein**. Außerdem dürfen die Bedingungen nicht ungünstiger sein als sie von Netzbetreibern in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb des Konzerns tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

Kosten werden anhand eines jährlichen Plan-/Ist-Abgleichs ermittelt und über Entgelte erlost. Allerdings hat der Gesetzgeber ausweislich des § 28o Abs. 1 Satz 2 EnWG sich **gegen die Anreizregulierung** (§ 21a EnWG) und **gegen die Entgeltgenehmigung** (§ 23a EnWG) entschieden, weil dies in der Markthochlaufphase nicht sinnvoll ist und die Entgeltsystematik letztlich von jedem Netzbetreiber individuell bestimmt werden kann. Allerdings behält sich der Gesetzgeber vor, die Anreizre-

gulation später noch einzuführen, wenn eine größere Anzahl an Betreibern tätig oder ein gewisses Marktniveau erreicht ist.<sup>84</sup>

Die Bundesregierung wird in § 280 Abs. 2 EnWG außerdem ermächtigt, durch **Rechtsverordnung** mit Zustimmung des Bundesrates die Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte für den Netzzugang näher zu bestimmen.

Hiervon hat die Bundesregierung Gebrauch gemacht und am 22.09.2021 die WasserstoffNEV beschlossen.<sup>85</sup> In der WasserstoffNEV zeigen sich deutliche Parallelen zur Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (Strom-/GasNEV). In der Sitzung am 21.10.2021 wird der Bundesrat voraussichtlich darüber entscheiden, ob er der WasserstoffNEV zustimmt.

#### e) **Statt Netzentwicklungsplanung Wasserstoff nur Berichtspflichten**

Gemäß § 28q Abs. 1 Satz 1 EnWG müssen Betreiber von Wasserstoffnetzen, die sich der Regulierung unterworfen haben, gemeinsam mit den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur alle zwei Jahre einen **Bericht zum aktuellen Ausbaustand** der Wasserstoffnetze und zur Entwicklung mit Zieljahr 2035 vorlegen – parallel zum Netzentwicklungsplan Gas (vgl. § 15a Abs. 1 EnWG). Der Bericht soll Wechselwirkungen mit den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas berücksichtigen (§ 28q Abs. 2 EnWG). Auf dieser Grundlage kann die Bundesnetzagentur außerdem nach § 28q Abs. 3 EnWG Empfehlungen für die Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben.

Für Betreiber von Wasserstoffnetzen außerhalb des Opt-in besteht zwar keine Berichtspflicht. Allerdings müssen sie mit den berichtspflichtigen nach dem Opt-in-Modell regulierten Betreibern in dem Umfang *zusammen arbeiten*, dass eine sachgerechte Erstellung dieses Berichts gewährleistet wird.

Ergänzend erlaubt § 113b EnWG die nicht mehr für Erdgas benötigte Infrastruktur zum Zwecke der Umrüstung auf Wasserstoff aus dem Fernleitungsnetz herauszunehmen, auch wenn dazu in geringfügigem Umfang ein Neubau von Erdgasinfrastruktur erforderlich ist. Durch diese Regelung soll eine volkswirtschaftlich effiziente Weiternutzung bereits vorhandener Infrastruktur ermöglicht werden.

---

<sup>84</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 121.

<sup>85</sup> Vgl. hierzu <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/09/20210922-bundesregierung-verabschiedet-entwurf-der-wasserstoffnetzentgeltverordnung.html>.

### 3) **Vorgaben für alle Wasserstoffnetzbetreiber: Technischer Netzbetrieb**

Von allen Betreibern reiner Wasserstoffnetze stets einzuhalten sind die Vorgaben in Teil 5, 7 und 8 des EnWG sowie die §§ 113a bis 113c EnWG, die nachfolgend behandelt werden.

#### a) **Planfeststellungsverfahren und Umstellungsvorhaben**

Neu eingefügt wurde ein Genehmigungsverfahren für Wasserstoffnetze und Wasserstoffleitungen. § 43l Abs. 1 EnWG erweitert dazu den Begriff der Gasversorgungsleitung, der auch Wasserstoffnetze umfasst.

Sofern mithin neue Wasserstoffleitungen einschließlich der Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals für Wasserstoff mit einem *Durchmesser von mehr als 300 Millimetern* errichtet, betrieben oder geändert werden, bedarf es nach § 43 Abs. 2 EnWG eines **Planfeststellungsverfahrens**. Bei einem geringeren Durchmesser kann der Vorhabenträger auf Antrag ein fakultatives Planfeststellungsverfahren veranlassen (§ 43l Abs. 3 EnWG).

Sollen hingegen bestehende Erdgasleitungen umgewidmet werden, greift die **gesetzliche Zulassungsfiktion** des § 43l Abs. 4 EnWG. Danach umfassen bestehende behördliche Entscheidungen für die Erdgasversorgung (Planfeststellungsverfahren (§ 43 EnWG) oder Anzeigeverfahren (§ 43f EnWG)) jetzt auch den Transport von Wasserstoff. Soweit darüber hinausgehende Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen erforderlich werden, stellt § 43l Abs. 4 Satz 5 EnWG klar, dass solche Erweiterungen einer Änderungen des Betriebskonzepts nach § 43f Abs. 2 Nr. 1 EnWG gleichstehen und damit **keine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung** besteht.

Die einzelnen Schritte zur **Prüfung von Umstellungsvorhaben** werden wiederum in § 113c Abs. 3 EnWG festgelegt, wonach die Umrüstung einer Leitung für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff der zuständigen Behörde mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umrüstung unter Beifügung aller für die Beurteilung der Sicherheit erforderlichen Unterlagen schriftlich oder durch Übermittlung in elektronischer Form anzuzeigen ist (einschließlich gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen, § 49 Abs. 1 EnWG).

#### b) **Auslegung von Gestattungs- und Wegenutzungsverträgen**

Die Nutzung privater Grundstücke wird für Gasleitungen regelmäßig in Gestattungsverträgen und Dienstbarkeiten geregelt. Um diese Leitungen auch für Was-

serstoff nutzbar zu machen, sind bestehende Gestattungsrechte nach § 113a Abs. 1 EnWG *im Zweifel* so auszulegen, dass sie auch Wasserstoff umfassen.

Entsprechendes gilt auch für die Nutzung öffentlicher Wege. Bestehen zugunsten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen Wegenutzungsverträge nach § 46 EnWG gelten diese nach § 113a Abs. 2 EnWG auch für Transport und Verteilung von Wasserstoff bis zum Ende ihrer Laufzeit. Danach haben die Gemeinden dem Betreiber des Wasserstoffnetzes ihre öffentlichen Verkehrswege auf Basis von Wegenutzungsverträgen nach § 46 zur Verfügung zu stellen, die für einzelne oder alle Gase i. S. d. EnWG gelten, und deren Bedingungen nicht schlechter als die bestehenden Wegenutzungsverträge sein dürfen (§ 113 Abs. 3 EnWG); es gibt mithin **Wasserstoffkonzessionsverträge** nach § 46 EnWG. Dies lässt den Schluss zu, dass auch **kombinierte Gas-/Wasserstoffkonzessionsverträge** möglich sind.

### c) Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen

Schließlich sind die Betreiber der Wasserstoffnetze zur Einhaltung von Sicherheitsanforderungen verpflichtet. § 113c Abs. 1 EnWG regelt, dass für Wasserstoffleitungen mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar die Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) entsprechend gilt. Im Übrigen finden für Wasserstoffanlagen und damit auch für Wasserstoffleitungen, die jeweils unter den Energieanlagenbegriff des § 3 Nr. 15 EnWG fallen, die Vorgaben des § 49 Abs. 1 und 2 EnWG Anwendung. Entsprechend der in § 49 Absatz 2 EnWG aufgeführten Vermutungsregel gilt der Stand der Technik als eingehalten, wenn dem Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) entsprochen wird.

Der DVGW hat insbesondere in seinen Arbeitsblättern G 260 und G 262 den Stand der Gasbeschaffenheit und Gasqualität konkretisiert. Dort wird Wasserstoff allerdings nur als **Zusatzgas** eingeordnet, welches Erdgas (Grundgas) innerhalb festgelegter Grenzen beigemischt werden kann. Demnach ist das Regelwerk des DVGW für Wasserstoffprojekte derzeit noch nicht ausreichend mit konkreten Vorschriften hinterlegt. Der DVGW arbeitet bereits an der Anpassung der einschlägigen Regelwerke. Bis dahin ordnet § 113c Absatz 2 EnWG an, dass die aktuellen technischen Regeln des DVGW auch für Gase, die nicht diesen Bestimmungen entsprechen, unter Beachtung der spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffes sinngemäß anzuwenden sind.

#### 4) Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung

Schließlich wurden Berichtspflichten zur Evaluierung der Regulierung gesetzlich verankert. Danach muss insbesondere das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bis zum 31.12.2022 überlegen, wie das Ziel einer Anpassung des regulatorischen Rahmens zur **gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und Wasserstoffnetze** und **Überlegungen zu einer Transformation von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen** erreicht werden kann (§ 112b Abs. 1 EnWG).

Da einer gemeinsamen Finanzierung der Wasserstoff- und Erdgasnetze aber derzeit das EU-Recht entgegensteht (vgl. **Teil 3, C. II. 2. b.**), hat der deutsche Gesetzgeber die Bundesregierung im Rahmen einer EntschlieÙung aufgefordert, auf europäischer Ebene eine Änderung der dieser entgegenstehenden EU-rechtlichen Vorgaben voranzutreiben, um eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes zu ermöglichen. Dabei soll die Bundesregierung insbesondere prüfen, ob die entsprechenden Anpassungen bereits im Rahmen des voraussichtlich im vierten Quartal 2021 in Kraft tretenden dritten Energiepakets für Gasmärkte vorgenommen werden können. Darüber hinaus wurde die Bundesregierung vom deutschen Gesetzgeber dazu aufgefordert, einen **Gesetzesentwurf vorzulegen**, der eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes herbeiführt, sobald dies europarechtlich möglich ist.<sup>86</sup>

Die Vorgaben zur Regulierung von Wasserstoffnetzen im Abschnitt 3b des EnWG sind daher als **Übergangsregelung** für die Einstiegsphase zu verstehen und sollen gelten, bis weitere regulatorische Anforderungen an Wasserstoffnetze auf EU-Ebene eingeführt werden.<sup>87</sup>

Schließlich hat die Bundesnetzagentur der Bundesregierung bis zum 30.06.2025 einen Bericht zur Regulierung von Wasserstoffnetzen sowie Vorschläge zu deren weiteren Ausgestaltung vorzulegen, einschließlich der Beimischung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze (§ 112b Abs. 2 EnWG).

### III. Beimischung: Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

In der Anfangsphase wird grüner Wasserstoff voraussichtlich nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Gleichwohl können Sektoren, in denen keine stoffliche, sondern eine energetische Verwendung im Vordergrund steht, durch die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasleitungen sukzessive dekarbonisiert werden

---

<sup>86</sup> Vgl. BR-Drs. 578/21, S. 2.

<sup>87</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 118.

(in der Anfangsphase nach Weg 1, siehe hierzu **Teil 3, C. I.**) Als Anwendungsfeld für solche Mischgasnetze kommt auch die Stahlerzeugung in Betracht, sofern das Erdgas für die Energieerzeugung verwendet wird. Welche regulatorischen Anforderungen für die Beimischung von grünem Wasserstoff in das Erdgasnetz gelten, wird im Folgenden erörtert.

### 1) **Bisheriger Rechtsrahmen anwendbar**

Ausweislich der Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2021 bleibt die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz von den Vorgaben zur Regulierung von Wasserstoffnetzen im Abschnitt 3b des EnWG unberührt. Vielmehr bleibt die Beimischung innerhalb des *bestehenden Rechtsrahmens* möglich.<sup>88</sup>

Hierfür ist allerdings erforderlich, dass der in das Erdgasversorgungsnetz eingespeiste Wasserstoff dem Begriff Gas (§ 3 Nr. 19a EnWG) bzw. Biogas (§ 3 Nr. 10f EnWG) unterfällt und damit der hierfür geltende Rechtsrahmen greift. Sowohl der Begriff Gas als auch Biogas verfolgt allerdings einen *technologiespezifischen Ansatz*, wonach allein durch Wasserstoffelektrolyse erzeugter Wasserstoff erfasst wird und bei Biogas zusätzlich, dass der hierfür eingesetzte Strom überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt (zum Rechtsrahmen von Wasserstoff als Biogas, vgl. **Teil 3, C. IV.**).

Die Beimischung von Wasserstoff aus anderen Herstellungspfaden (Dampfreformierung, Methanpyrolyse etc.) wird von der für Gas bzw. Biogas geltende Regulierung demnach nicht umfasst.

### 2) **Beimischungsquoten der DVGW Arbeitsblätter, Übergangsregeln**

Für die Einspeisung von Wasserstoff als **Zusatzgas** wird nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 auf die weitergehenden Regelungen in G 262 verwiesen. Danach ist ein Wasserstoffgehalt in *einstelligem Prozentbereich* im Erdgas in vielen Fällen unkritisch, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend G 260 eingehalten werden. Im Rahmen der Anpassung der einschlägigen DVGW-Regelwerke sollen auch die Wasserstoffanteile erhöht werden. Im Hinblick auf höhere Beimischungsquoten für Wasserstoff findet die Übergangsregelung des § 113c Abs. 2 Satz 1 EnWG (vgl. hierzu **Teil 3, C. II. 3.**) aber *ebenso* Anwendung.<sup>89</sup>

---

<sup>88</sup> Vgl. BT-Drs. 19/27453, S. 118.

<sup>89</sup> Vgl. BT-Drs. 19/27453, S. 139.

#### IV. Anwendbarkeit der Privilegierung in der GasNZV für Wasserstoff

Im folgenden Abschnitt untersuchen wir, ob der nachfolgende Rechtsrahmen für die Einspeisung von Biogas gemäß des Teil 6 der GasNZV (§§ 31 bis 37 GasNZV) ohne Weiteres auf die Einspeisung von Wasserstoff übertragbar ist.

##### 1) Biogassvorschriften der GasNZV im Überblick

Ziel der für Biogas im Teil 6 der GasNZV geltenden Regelungen ist es, die *Einspeisung von Biogas* in das Erdgasnetz zu ermöglichen (§ 31 GasNZV) und dadurch Impulse für eine klimaschonende Energieerzeugung zu geben und die Importabhängigkeit bei Erdgas zu verringern.<sup>90</sup>

##### a) Vorrangiger Anschluss von Biogasanlagen an das Gasversorgungsnetz

Um eine Biogaseinspeisung überhaupt ermöglichen zu können, ist zunächst erforderlich, dass die Biogasanlage an das Gasversorgungsnetz angeschlossen wird. Nach § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV haben Netzbetreiber Anlagen auf Antrag *vorrangig* an ihr Gasversorgungsnetz anzuschließen. § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV konkretisiert insoweit die allgemeine Netzanschlusspflicht nach den §§ 17, 18 EnWG und geht dieser vor. Mit Anlagen sind nach der Begriffsbestimmung des § 32 Nr. 3 GasNZV solche zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität gemeint.

##### aa) Prüfung des Netzanschlussbegehrens

Für die Prüfung des Anschlusses von Biogasanlagen an das Gasversorgungsnetz sieht § 33 Abs. 3 bis 7 GasNZV ein in einzelnen Schritten abgebildetes Verfahren vor. Richtet ein Anschlussnehmer – zum Begriff des Anschlussnehmers siehe § 32 Nr. 1 GasNZV – ein Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber, hat dieser innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens dem Anschlussnehmer darzulegen, welche Prüfungen zur Vorbereitung einer Entscheidung über das Netzanschlussbegehren notwendig sind und welche erforderlichen Kosten diese Prüfungen verursachen werden, § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV. Die notwendigen Kosten der Prüfung werden vom Anschlussnehmer getragen und der Netzbetreiber hat, sofern dieser 25 Prozent der Prüfkosten als Vorschuss zahlt, unverzüglich die für eine Anschlusszusage notwendigen Prüfungen durchzuführen, § 33 Abs. 5 GasNZV. Das Ergebnis der Prüfung ist dem Anschlussnehmer unverzüglich, spätestens aber drei Monate nach Eingang der Vorschusszahlung mitzuteilen. Falls erforderlich, sind gemäß § 33 Abs. 5 Satz 2 GasNZV auch andere Netzbetreiber verpflichtet, bei der Prüfung *mitzuwirken*. Dies ist im Hinblick auf den idea-

---

<sup>90</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNZV 2008, BR-Drs. 24/08, S. 1 und 9.

len Einspeisepunkt sowie den später, nach Errichtung des Anschlusses, zu gewährenden Netzzugang relevant. Denn der Netzbetreiber muss im laufenden Betrieb die Mengen, die durch den Netzanschluss eingespeist werden können, abtransportieren; hierbei bedarf es gegebenenfalls einer Rückspeisung, § 34 Abs. 2 Satz 4 GasNZV.

#### **bb) Verweigerung des Netzanschluss nur unter engen Voraussetzungen**

Nach § 33 Abs. 8 Satz 1 GasNZV kann der Netzbetreiber den Anschluss nur verweigern, wenn dieser nachweisen kann, dass die Anschlusserrstellung für ihn technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Der Netzbetreiber kann den Netzanschluss aber nicht mit dem Hinweis verweigern, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, sofern die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit seines Netzes gegeben ist, § 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV.

Stellt der Netzbetreiber tatsächlich eine fehlende technisch physikalische Aufnahmekapazität in seinem Gasversorgungsnetz fest, hat er ausweislich des § 33 Abs. 10 GasNZV i. V. m. § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV bereits in der Anschlussprüfung auch alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität einzubeziehen, die eine ganzjährige Einspeisung gewährleisten und die Fähigkeit seines Netzes sicherstellen, die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biogas zu befriedigen. Diese Pflichten gehen sogar so weit, dass nach § 33 Abs. 5 Satz 2 GasNZV – soweit erforderlich – auch andere Netzbetreiber zur Mitwirkung bei der Anschlussprüfung verpflichtet sind (siehe oben).

Erst nachdem keine kapazitätserhöhenden Maßnahmen in Betracht kommen oder deren Vornahme für den Netzbetreiber (ebenso) wirtschaftlich unzumutbar sind, kann der Netzbetreiber den Anschluss an dem begehrten Anschlusspunkt verweigern, vgl. § 33 Abs. 10 GasNZV. In diesem Fall hat der Netzbetreiber nach § 33 Abs. 9 GasNZV dem Anschlussnehmer gleichzeitig einen anderen Anschlusspunkt vorzuschlagen, der im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die geäußerten Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklicht.

#### **cc) Biogas-Kosten wegen Wälzbarkeit kein Verweigerungsgrund**

Ausweislich der Verordnungsbegründung kann der Netzbetreiber sich bei der wirtschaftlichen Zumutbarkeit aber nicht auf die Kostenlast berufen, die er aufgrund der GasNZV zu tragen hat.<sup>91</sup> Denn als Kompensation sieht § 20b GasNEV vor, dass

---

<sup>91</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNZV 2008, BR-Drs. 24/08, S. 12 und zur GasNZV 2010, Br.-Drs. 0312/10, S. 94.

die dort genannten Kosten bundesweit umgelegt werden (sogenannte *Biogasumlage*). Hierunter fallen unter anderem die Kosten für die Wartung und den Betrieb gemäß § 33 Abs. 2 GasNEV sowie die *für den effizienten Netzanschluss*.

Zwar verweist § 20b GasNEV nicht ausdrücklich auf § 33 Abs. 1 GasNZV, weshalb nicht erkennbar ist, ob die vom Netzbetreiber zu tragenden Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses umlagefähig sind oder bei diesem verbleiben und unter die Kosten für den effizienten Netzbetrieb fallen. Die bis zum 30.07.2021 geltende Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sah in § 11 Abs. 2 Satz 1 Ziffer 8a ARegV a. F. vor, dass nach der Biogasumlage verbleibende Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile als anerkennungsfähige Netzkosten ausgewiesen werden.<sup>92</sup> In der aktuellen und seit dem 31.07.2021 geltenden ARegV wurde die Vorschrift allerdings mit der Begründung gestrichen, dass die betreffenden Kosten vollständig im Rahmen der Biogasumlage nach § 20b GasNZV berücksichtigt werden und § 11 Abs. 2 Satz 1 Ziffer 8a ARegV a. F. ins Leere geht.<sup>93</sup>

Nach unserem Dafürhalten ist jedenfalls nach aktueller (neuer) Rechtslage davon auszugehen, dass die Kostenbelastung für die Netzbetreiber stets kompensiert werden soll. Die Streichung des § 11 Abs. 2 Satz 1 Ziffer 8a ARegV a. F. zeigt deutlich, dass die vollständige Kompensation über die Biogasumlage nach § 20b GasNEV erfolgt.<sup>94</sup> Hiervon geht auch der Leitfaden „Kostenwälzung Biogas“ (LF Kostenwälzung Biogas) der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber zwischen den Betreibern in Deutschland (KoV), aktuell in der 12. Fassung vom 31.03.2021, ohne Weiteres aus. Danach verbleiben beim Netzbetreiber also gar keine Biogas-Kosten, weil diese über die Biogasumlage vollständig erlöst werden.<sup>95</sup> Auch die Bundesnetzagentur geht wohl davon aus, dass die Biogas-Kosten keine Netzkosten i. S. d. ARegV darstellen, da sie für die Meldung der Netzkosten und für die der Biogas-Kosten jeweils einen eigenen Erhebungsbogen bereitstellt.

Die nach § 33 Abs. 1 GasNZV dem Netzbetreiber entstehenden Kosten sind – als nach § 20b GasNEV umlagefähige Kosten für den Netzanschluss – schon formal keine im Rahmen einer Abwägung zu berücksichtigende Belastung, die zu einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit des Netzanschlusses führen könnte.

## **b) Einspeisevorrang, Qualitätsanforderungen bei Ein- und Ausspeisung**

Korrespondierend mit der Verpflichtung zum Anschluss von Biogasanlagen an das Gasversorgungsnetz, ist in § 34 Abs. 1 GasNZV die vorrangige Einspeisung von Bio-

<sup>92</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNZV 2008, BR-Drs. 24/08, S. 16.

<sup>93</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNZV 2021, BR-Drs. 405/21, S. 26.

<sup>94</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNZV 2008, BR-Drs. 24/08, S. 9.

<sup>95</sup> LF Kostenwälzung Biogas, Stand vom 31.03.2021, S. 4 und 6.

gas geregelt. Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeise- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase netzkompatibel im Sinne von § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV sind. Der Einspeiser von Biogas hat daher ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt den gesetzlich benannten technischen Regeln entspricht; er trägt hierfür die Kosten (Satz 2). Der Netzbetreiber kann die Einspeisung nur verweigern, falls diese unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist, § 34 Abs. 2 Satz 1 GasNZV. Entsprechend § 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV ist nach § 34 Abs. 2 Satz 2 GasNZV kein tauglicher Verweigerungsgrund, dass in einem (indirekt) verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, falls die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des eigenen Netzes gegeben ist.

Der Netzbetreiber ist nach § 36 Abs. 3 GasNZV aber dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 (Gasabrechnung) aus dem **Jahr 2007** genügt und trägt hierfür auch die Kosten. Ferner ist der Netzbetreiber auf seine Kosten für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich, § 36 Abs. 4 GasNZV.

### c) **Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV**

Grundsätzlich ist zwischen zwei verschiedenen Arten der Biogas-Bilanzierung zu unterscheiden. Zum einen ist im EEG 2021 in dessen § 44b Abs. 4 Nr. 2 ein System der Massenbilanzierung vorgesehen und dient dem Nachweis der Herkunft von Biomethan (nicht Gegenstand der rechtlichen Bewertung).<sup>96</sup> Zum anderen findet eine Bilanzierung von Gasmengen in Gasnetzen nach Maßgabe des § 35 GasNZV statt, um die Systemstabilität des Gasnetzes durch Erfassung der Gasmengen und deren Ausgleich zu gewährleisten.<sup>97</sup>

Dem fortlaufenden biologischen Prozess der Biogaserzeugung im Jahresverlauf steht vielfach ein wärmegeführtes Abnahmeverhalten der Kunden von Biogas gegenüber. Müsste Biogas ebenso wie Erdgas *täglich* bilanziert und ausgeglichen werden, würde fortlaufend Ausgleichsenergie anfallen. Und dem Ziel der Einspeisung von Biogas dennoch gerecht zu werden, sieht § 35 GasNZV eine besondere Biogas-Bilanzierung vor, mit einem Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten und einem Flexibilitätsrahmen i. H. v. 25 Prozent (§ 35 Abs. 1, 3 Satz 1 GasNZV). Dadurch kann eine etwaige Mehreinspeisung von Biogas in den Sommermonaten über den Jahresverlauf ausgeglichen werden.<sup>98</sup> Für die Inanspruchnahme des tatsächlich genutzten Flexibilitätsrahmens hat der Bilanzkreisverantwortliche an den

<sup>96</sup> Ahnis/Altrock, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl. 2016, § 37 Rn. 54 ff.

<sup>97</sup> de Wyl/Thole/Bartsch, in: Schneider/Theobald, EnWR, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 569.

<sup>98</sup> Ahnis/Altrock, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG, 4. Aufl. 2016, § 36 Rn. 63.

Marktgebietsverantwortlichen allerdings ein Entgelt von 0,1 ct/kWh zu zahlen, vgl. § 35 Abs. 8 GasNZV.

#### **d) Finanzielle Anreize für Wasserstoff als Biogas**

Um dem Ziel einer vermehrten Einspeisung von Biogas näher zu kommen, ist zum einen die Verweigerung des Netzanschlusses von Biogasanlagen sowie der Biogaseinspeisung nur unter engen Voraussetzungen rechtlich zulässig (siehe hierzu **Teil 3, IV. 1. a. und b.**). Zum anderen bieten die Biogasvorschriften für den Netzanschluss von Biogasanlagen sowie für Transportkunden von Biogas auch **finanzielle Anreize**.

#### **aa) Als Erzeuger mit Netzanschlussbegehren: Kostenteilung zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer, Kostenwälzung Biogas**

Seit der Änderungsverordnung vom 03.09.2010<sup>99</sup> sieht § 33 Abs. 1 Satz 2 GasNZV für die mit dem Netzanschluss einer Biogasanlage verbundenen Kosten eine Kostenteilung zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer im Verhältnis von 75 zu 25 vor, während zuvor die Kosten hälftig getragen wurden. Sofern der Netzanschluss und die Verbindungsleitung die Länge von einem Kilometer nicht überschreiten, wird dem Anschlussnehmer eine Kostendeckelung bei € 250.000,00 zugesprochen. Soweit eine Verbindungsleitung jedoch eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Anschlussnehmer die kompletten Mehrkosten zu tragen. Kommen innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzu, so hat der Netzbetreiber die Kosten so aufzuteilen, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären, und Anschlussnehmern einen zu viel gezahlten Betrag zu erstatten. Ziel dieser Kostenaufteilung ist, für den Netzbetreiber einen besonderen Anreiz zur kosteneffizienten Durchführung des Anschlusses zu setzen. Im Hinblick darauf, dass der Netzbetreiber nach § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV alle ihm wirtschaftlich zumutbaren kapazitätserhöhenden Maßnahmen durchführen muss, hat er auch die in diesem Zusammenhang anfallenden Kosten bzw. hierfür notwendige Netzausbaukosten allein zu tragen.

Betrieibt der Stahlerzeuger auch eine Biogasanlage und begehrt deren Anschluss an das Gasnetz zum Zwecke der Einspeisung und des Weitertransports des von ihm erzeugten Biogases zum Stahlstandort, trägt dieser als Anschlussnehmer lediglich einen Bruchteil der Netzanschlusskosten. Auch den Netzbetreiber trifft letztendlich keine Kostenlast, weil die Biogas-Kosten nach § 20b GasNEV über die *Biogasumlage* auf alle Netznutzer gleichmäßig verteilt werden.

---

<sup>99</sup> Vgl. BGBl. 2010 I Nr. 47, S. 1261.

## **bb) Als Transportkunde: Vermiedene Netzentgelte nach der GasNEV**

Ergänzend möchten wir noch auf § 20a GasNEV hinweisen. Bei der dezentralen Einspeisung von Biogas werden die der Einspeisung vorgelagerten Netze nicht in Anspruch genommen und dadurch Netzentgelte vermieden.<sup>100</sup> Diese vermiedenen Netzentgelte werden dem Transportkunden von Biogas vom Netzbetreiber, in dessen Netz das Biogas eingespeist wird, gemäß § 20a GasNEV pauschal in Höhe von 0,007 €/kWh erstattet.

Seit 2010 wird dieses pauschale Entgelt jedoch nur noch für eine Dauer von zehn Jahren *ab Inbetriebnahme* des jeweiligen Netzanschlusses für die Einspeisung von Biogas gewährt. Nach Ansicht des Ordnungsgebers wurden nach der bisherigen Regelung die pauschalen Entgelte weder von den finanzierenden Banken in der Wirtschaftlichkeitsrechnung noch bei der Berechnung des Verkaufspreises des Biogases berücksichtigt. Vor diesem Hintergrund wurde daher eine zeitliche Festschreibung des pauschalen Entgelts eingeführt, um Erleichterungen bei der Finanzierung von Biogasanlagen zu schaffen.<sup>101</sup>

Demnach kann der Stahlerzeuger von der Kostenerstattung profitieren, wenn er das (ggf. sogar selbst erzeugte) Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10f EnWG eigenständig beschafft und gegenüber dem Netzbetreiber als Transportkunde auftritt.

## **2) Ableitungen für Wasserstoff / Gleichstellung mit Biogas**

Die Anwendbarkeit des Rechtsrahmens für die Einspeisung von Biogas setzt zunächst voraus, dass Wasserstoff definitorisch als Biogas i. S. d. GasNZV eingestuft wird. Aus der Begriffsbestimmung in § 32 Nr. 1 GasNZV ergibt sich mittelbar, dass in der GasNZV derselbe Biogasbegriff gilt wie im EnWG.

### **a) Vorgaben für den Biogasbegriff des § 3 Nr. 10f EnWG**

Im derzeit geltenden Recht wird nach § 3 Nr. 10f EnWG durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff als Biogas eingeordnet, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 stammt. Laut der Gesetzesbegründung ist ein Anteil von erneuerbaren Energiequellen von mindestens 80 Prozent erforderlich.<sup>102</sup>

---

<sup>100</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNEV 2008, BR-Drs. 24/08, S. 15.

<sup>101</sup> Vgl. Verordnungsbegründung zur GasNEV 2010, BR-Drs. 312/10, S. 105.

<sup>102</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 50.

Besteht der Erzeugung von Wasserstoff genutzte Strom hingegen nicht weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. allgemeiner Strommix), liegt kein Biogas vor. Wie weiter oben bereits festgestellt, verfolgt der Begriff Biogas (und auch Gas) einen technologiespezifischen Ansatz, sodass für andere gegebenenfalls ebenso klimaneutrale Herstellungspfade (z. B. Methanpyrolyse, Dampfreformierung) die Vorzüge einer vorrangigen Biogaseinspeisung nach Maßgabe des Teil 6 der GasNZV nicht gelten.

Die in Teil 6 der GasNZV geregelten Privilegien für Biogas setzen ferner voraus, dass das Biogas in ein *Gasversorgungsnetz* eingespeist wird, vgl. die §§ 32 Nr. 2 und 33 Abs. 1 GasNZV („Gasversorgungsnetz“). Da reine Wasserstoffnetze allerdings gerade keine Gasversorgungsnetze i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG sind (vgl. **Teil 3, C. II. 1.**), finden die §§ 31 bis 37 GasNZV nur im Fall der Einspeisung von Biogas bzw. grünem Wasserstoff in das Erdgasversorgungsnetz, nicht jedoch in ein reines Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG Anwendung.

#### **b) Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur in der Marktkonsultation**

Ergänzend sei noch darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur bisher davon ausging, dass für das Vorliegen von Biogas nach § 3 Nr. 10f EnWG und damit für das zweite Tatbestandsmerkmal in § 3 Nr. 19a EnWG keiner *Einspeisung* in ein Erdgasnetz bedarf. Demnach wird, gleichwohl es sich um ein reines Wasserstoffnetz handelt, der Betrieb von „*Biogas-Wasserstoffverteilernetzen*“<sup>103</sup> vom Regulierungsrahmen des EnWG erfasst – auch wenn dort ausschließlich Wasserstoff transportiert wird. Diese Rechtsauffassung ist allerdings mit Blick auf die vom deutschen Gesetzgeber vorgesehene regulatorische Trennung zwischen Gasnetzen und reinen Wasserstoffnetzen nur schwer zuträglich und wurde von der Bundesnetzagentur im Rahmen der von ihr am 13.07.2021 eröffneten Marktkonsultation und damit zeitlich vor dem Inkrafttreten der EnWG-Novelle 2021 vertreten. Vielmehr setzt nach unserem Dafürhalten die Gleichstellung von grünem Wasserstoff mit Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10f EnWG die Einspeisung in ein Erdgasversorgungsnetz voraus (siehe hierzu **Teil 3, III. 1.**)

#### **V. Sonstige leitungsgebundene Wasserstoff-Infrastrukturen**

Gerade bei kürzeren Distanzen kann der für die Stahlerzeugung benötigte grüne Wasserstoff vom Standort seiner Erzeugung zum Stahlstandort auch innerhalb eines Inselnetzes oder über eine Wasserstoff-Direktleitung transportiert werden (Beschaffung über Weg 3 in der Untervariante 2). Welche rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür gelten, soll Gegenstand dieses Abschnitts sein.

<sup>103</sup> Bestandsaufnahmebericht der Bundesnetzagentur vom Juli 2020, S. 27.

## 1) Wasserstoff-Direktleitungen

### a) Begriff der Direktleitung im EnWG

Die Direktleitung zum Transport von Wasserstoff wird im Begriffskatalog des § 3 EnWG nicht ausdrücklich aufgeführt. Zwar definiert § 3 Nr. 12 EnWG den Begriff Direktleitung. Hierunter fällt jedoch allein eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine *zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden*. Demnach sind solche Direktleitungen im Strom- und Gasbereich anzutreffen, nicht jedoch in Bezug auf den Transport von Wasserstoff als eigenständigen Energieträger. Auch wenn die Wasserstoff-Direktleitung nicht der Begriffsbestimmung in § 3 Nr. 12 EnWG unterliegt, ist auch hier erforderlich, dass die Wasserstoff-Direktleitung nicht *conditio sine qua non* für ein etwaiges daneben bestehendes (Wasserstoff-) Verbundnetz und umgekehrt ist.<sup>104</sup>

### b) Betrieb von Direktleitungen nicht reguliert, Gestaltungsmöglichkeiten auf Vertragsebene

Wasserstoff-Direktleitungen (und auch sonstige Direktleitungen) fehlt die Netzeigenschaft, sodass es sich bei diesen nicht um ein reines Wasserstoffnetz (§ 3 Nr. 39a EnWG) bzw. um ein Energieversorgungsnetz in Bezug auf die Leitungs- und Wegerechte des Teil 5 des EnWG (§ 3 Nr. 16 EnWG) handelt. Eigentümer oder Betreiber solcher Wasserstoff-Direktleitungen sind daher nicht Normadressaten von Vorschriften, durch die Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen bzw. Energieversorgungsnetzen verpflichtet werden, wobei der Abschnitt 3b des EnWG ohnehin nur bei einer entsprechenden Erklärung des Betreibers eines reinen Wasserstoffnetzes und einer positiven Bedarfsprüfung der Bundesnetzagentur anwendbar ist.

Anders als beim regulierten Netzzugang/-anschluss (§§ 17, 18, 20 EnWG bzw. bei Opt-in gemäß § 28n EnWG) besteht hinsichtlich der Nutzung einer Direktleitung *kein gesetzlicher Anspruch*. Eine grundsätzliche vertragliche Regelung, nicht nur hinsichtlich der Bedingungen des Anschlusses, ist mithin erforderlich. Ebenso unterliegt die Entgeltbildung bei Direktleitungen *keiner Regulierung*.

---

<sup>104</sup> Zur Unabhängigkeit der Direktleitung vom Verbundnetz als gemeinsame Voraussetzung für alle Direktleitungsvarianten des § 3 Nr. 12 EnWG vgl. *Theobald*, in: *Theobald/Kühling, Energierecht*, Stand: 110. EL Januar 2021, § 3 EnWG Rn. 75.

Mangels Regulierung bietet sich eine *vertragliche Ausgestaltung* des Betriebs einer Wasserstoff-Direktleitung an, die maßgeblich davon bestimmt wird, wem das Eigentum an der Direktleitung zuzuordnen ist.

#### **aa) Direktleitung im Eigentum des Stahlerzeugers**

Eine vertragliche Ausgestaltung entfällt gänzlich, wenn die Wasserstoff-Direktleitung im Eigentum des Industriekunden bzw. Stahlerzeugers steht und dieser die Direktleitung selbst betreibt. Dies bedarf aber gegebenenfalls hoher Anforderungen gemäß der GasHDrLtgV, die auch für auf einen maximal zulässigen Betriebsdruck *von mehr als 16 Bar ausgelegte Wasserstoffleitungen* gilt, vgl. § 113c Abs. 1 ENWG (nicht Gegenstand der rechtlichen Bewertung).

Falls der Stahlerzeuger seine Wasserstoff-Direktleitung hingegen von einem Dritten, wie z. B. dem Betreiber eines reinen Wasserstoffnetzes betreiben lassen will, ist eine vertragliche Ausgestaltung – meist Betriebsführungsvertrag genannt – erforderlich. Regelmäßig handelt es sich hierbei um einen Dienstleistungsvertrag nach den §§ 611 ff. Bürgerliches Gesetzbuch (BGB).

#### **bb) Direktleitung im Eigentum Dritter**

Darüber hinaus kann die Direktleitung auch im Eigentum eines Dritten, wie z. B. dem Betreiber eines reinen Wasserstoffnetzes oder eines sonstigen Dritten stehen. Damit der Stahlerzeuger/Industriekunde die Direktleitung nutzen kann, vereinbaren die Parteien regelmäßig einen Pachtvertrag (vgl. §§ 581 ff. BGB). Der Eigentümer (Verpächter) gewährt also dem Stahlerzeuger bzw. Industriekunden (Pächter) eine Gebrauchsüberlassung eines Gegenstandes auf Zeit.

#### **c) Rechtliche Vorgaben für Wasserstoffleitungen anwendbar**

Auch wenn Wasserstoff-Direktleitungen im Begriffskatalog des § 3 EnWG nicht unmittelbar aufgeführt werden (siehe oben), stellen diese jedenfalls auch Wasserstoffleitungen dar. Anwendbar finden damit die für Wasserstoffleitungen geltenden regulatorischen Vorgaben für das Planfeststellungsverfahren (§ 43l EnWG), für Gestattungs- und Wegenutzungsverträge (§ 113a EnWG) sowie für Umstellungsvorhaben (§ 113c Abs. 3 EnWG). Als Wasserstoffleitung sind Wasserstoff-Direktleitungen zugleich Wasserstoffanlagen und damit Energieanlagen i. S. d. § 3 Nr. 15 EnWG. Daher muss auch die technische Sicherheit nach Maßgabe des § 49 EnWG bzw. der Übergangsregelungen in § 113c Abs. 1 und 2 EnWG gewahrt werden. Die rechtlichen Ausführungen in **Teil 3, C. II. 3.** gelten entsprechend, sofern diese sich auf Wasserstoffleitungen beziehen.

## 2) Inselnetze

Ein nicht an weitere Verbundnetze und damit ein in sich geschlossenes Energienetz, in dem verschiedene Energieerzeuger, -abnehmer und -speicher miteinander verknüpft sind, wird gemeinhin als **Inselnetz** bezeichnet.<sup>105</sup> Inselnetze werden in dem Begriffskatalog des § 3 EnWG zwar nicht ausdrücklich genannt. Gleichwohl können Inselnetze gegebenenfalls in andere Begriffskategorien fallen, sodass der hierfür geltende Rechtsrahmen anzuwenden ist.

### a) Inselnetz als reines Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG

Ob ein Wasserstoff-Inselnetz ein Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG darstellt, hängt insbesondere davon ab, ob das Inselnetz zur Versorgung jedes Kunden offensteht (dann Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG) oder von seiner Dimensionierung von vornherein nur auf die Versorgung *bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden* ausgelegt ist (dann kein Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG). Trifft Ersteres zu, gilt für Wasserstoff-Inselnetze der unter **Teil 3, C. II.** skizzierte Rechtsrahmen. Ist hingegen Letzteres einschlägig, sind die konkret auf Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen bzw. Energieversorgungsnetzen zugeschnittenen rechtlichen Vorgaben nicht anwendbar. Auch hier sind vertragliche Bestimmungen erforderlich; die Ausführungen zur vertraglichen Ausgestaltung des Betriebs von Wasserstoff-Direktleitungen gelten entsprechend (vgl. **Teil 3, C. V. 1.**).

### b) Kein geschlossenes Verteilernetz i. S. d. § 110 EnWG

Ebenso wenig kann der Rechtsrahmen für geschlossene Verteilernetze i. S. d. § 110 EnWG angewendet werden, weil hierfür zunächst der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes erforderlich ist. Wasserstoff-Inselnetze können dieses Kriterium aber nicht erfüllen, weil das Wasserstoff-Inselnetz im Fall der Einordnung als reines Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG nur hinsichtlich der Leitungs- und Wege-rechte des Teil 5 des EnWG, aber nicht in Bezug auf den im Teil 9 des EnWG geregelten § 110 EnWG als Energieversorgungsnetz gilt (vgl. § 3 Nr. 16 EnWG) bzw. dieses von vornherein nicht unter der Begriffsbestimmung des § 3 Nr. 16 und 39a EnWG fällt.

### c) Rechtliche Vorgaben für Wasserstoffleitungen anwendbar

Wasserstoff-Inselnetze, die nicht als reine Wasserstoffnetze i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG qualifiziert werden, sind aber – wie Wasserstoff-Direktleitungen – zumin-

---

<sup>105</sup> So auch Langstädtler, ZUR 2021, 203 (208), Fn. 34.

dest als *Wasserstoffleitungen* einzuordnen. Demnach greifen die hierfür vorgesehenen regulatorischen Bestimmungen; die Erläuterungen in **Teil 3, C. II. 3.** gelten entsprechend, soweit diese sich auf Wasserstoffleitungen beziehen.

### 3) **Förderung sonstiger leistungsgebundener H<sub>2</sub>-Infrastrukturen**

Nachfolgend wird schließlich die Förderwahrscheinlichkeit und Förderfähigkeit der eben dargestellten leistungsgebundenen Wasserstoff-Infrastrukturen erörtert. Aus dem mit der EnWG-Novelle 2021 neu eingeführten Rechtsrahmen für Wasserstoff lässt sich zwar nicht unmittelbar entnehmen, dass der Empfang von Fördermitteln den Betrieb eines den Vorgaben des Opt-in unterliegenden reinen Wasserstoffnetzes i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG voraussetzt. Gleichwohl sind hinsichtlich des aktuellen Rechtsrahmens Tendenzen erkennbar, vor allem reine Wasserstoffnetze zu fördern, die auch den Aufbau einer nationalen Wasserstoffnetzinfrastruktur unterstützen (siehe hierzu bereits **Teil 3, C. II. 2. a.**).

Jedenfalls ist der Erhalt von Fördermitteln bei Wasserstoff-Direktleitungen unwahrscheinlich, weil diese ausschließlich einen oder einzelne (Industrie-)Kunden versorgen. Denn Direktleitungen stehen gerade nicht der Allgemeinheit zur Verfügung und können bereits ihrer Natur nach nur bedingt einen Beitrag zum Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur leisten. Unter Fördergesichtspunkten ist der Betrieb einer Wasserstoff-Direktleitung für Stahlerzeuger daher unattraktiv.

## D. **Arbeitspaket 4: Identifikation von Hemmnissen und Empfehlungen**

### I. **Hemmnisanalyse und Empfehlungen zu AP2: Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff**

Im Bereich der Sicherstellung eines wirtschaftlich tragfähigen Zugangs zu grünem Strom und grünem Wasserstoff für die Stahlherstellung sind insbesondere folgende Hemmnisse zu benennen:

#### 1) **Anforderungen an grünen Wasserstoff aus dem Delegated Act**

Hemmnisse drohen im Zusammenhang mit der Veröffentlichung der Commission Delegated Regulation (EU) .../... of x.x.2022, nachfolgend bezeichnet als sog. Delegated Act der Europäischen Kommission zu grünem Wasserstoff:

##### a) **Kein Strom aus geförderten Anlagen? Besser: kein geförderter Strom**

Das betrifft zunächst das Kriterium, dass der regenerative Strom nicht aus Anlagen stammen darf, die gefördert wurden. Dies wird in Art. 4, 1. a) i) Delegated Act so

vorausgesetzt. Völlig ausreichend wäre es insoweit, wenn lediglich auf den Strom abgestellt würde, der noch nicht gefördert worden sein darf, nicht aber auf die Anlage insgesamt. Zum Hintergrund: Aktuell statuiert der Delegated Act Anforderungen für grünen Wasserstoff, der im Verkehrsbereich eingesetzt werden soll und dabei über den THG-Quotenhandel wirtschaftliche Vorteile erhalten würde. Damit handelt es sich um ein Förderinstrument mit wirtschaftlicher Auswirkung, so dass eine Überförderung des grünen Wasserstoffs aus beihilferechtlichen Gründen ausgeschlossen werden muss: Würde bereits der grüne Strom (etwa Windstrom) gefördert, dürften beide Förderungen zusammen nicht höher als erforderlich ausfallen, um dem grünen Wasserstoff den Marktzutritt zu ermöglichen (Überwindung der Kosten-Erlös-Lücke zwischen Erzeugungskosten und Erlösmöglichkeiten für grünen Wasserstoff).

Wird grüner Wasserstoff in der Stahlerzeugung eingesetzt, kann sich diese Problematik im Prinzip auch stellen: Wird die grüne Stahlherstellung gefördert, etwa über einen Carbon Contract for Difference (CCfD) oder eine direkte staatliche Investitionssubvention für die Errichtung der Direktreduktionsanlage, ist eine zusätzliche Förderung bereits des grünen Stroms, aus dem der grüne Wasserstoff hergestellt wird, der zur Erzeugung des grünen Stahls verwendet wird, nur zulässig, wenn es insgesamt nicht zu einer sog. Überförderung kommt. Das wäre eben dann der Fall, wenn die sich insgesamt etwa pro Tonne grünem Stahl aufsummierenden relevanten Förderbeträge größer sind als die Finanzierungslücke zwischen den notwendigen Kosten der Erzeugung des grünen Stahls (incl. angemessener Eigenkapitalverzinsung) und den Erlösmöglichkeiten für den grünen Stahl.

Vor diesem Hintergrund ist vorstellbar, dass die Anforderungen, die sich zukünftig aus dem Delegated Act zur RED II ergeben, auch an Förderzusammenhänge angelegt werden, die über den Einsatz von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor hinausgehen. So sieht der aktuelle Entwurf zur Novellierung der RED II, der so genannte RED III-Entwurf, vor, den Anwendungsbereich von Art. 27 RED II/III künftig sektoral wesentlich auszuweiten. Dann würden die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts über den Verkehrssektor hinaus wirken. Wenn dann aber auch hinsichtlich des Einsatzes von grünem Wasserstoff zur Stahlherstellung Anforderungen hinsichtlich der sonst geleisteten Förderungen gestellt werden, sollte es nicht darauf ankommen, ob die Stromerzeugungsanlage früher gefördert wurde, sondern allein darauf, ob die zur Wasserstoffherzeugung eingesetzte Kilowattstunde grünen Stroms gefördert wird. Strom etwa aus einer EEG-Anlage, die über die Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird, und also keine Marktprämie erhält, dürfte danach eingesetzt werden zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, ohne die Anforderungen des Delegated Acts zu verletzen. Gleiches

würde bspw. gelten für Strom aus ausgeförderten Windrädern; denn dieser Strom wird ebenfalls nicht mehr gefördert.<sup>106</sup> Wollte man das nicht zulassen, würde das Stromangebot, das für die Erzeugung von grünem Wasserstoff überhaupt in Betracht kommt, ohne belastbaren Grund wesentlich eingeschränkt.

## b) **Zusätzlichkeit der Stromerzeugungsanlage**

Ähnlich verhält es sich mit dem Kriterium der Zusätzlichkeit, wie es sich in Art. 3, 1. b) und Art. 4, 1. a) Delegated Act<sup>107</sup> findet. Danach darf der grüne Strom für den Elektrolyseur nur aus solchen regenerativen Stromerzeugungsanlagen stammen, die bei direktem Strombezug innerhalb desselben Jahres wie der Elektrolyseur in Betrieb genommen wurden; bei Netzbezug des Stroms dürfen allenfalls 24 Monate zwischen der Inbetriebnahme des Elektrolyseurs und etwa der Windenergieanlage liegen. Dabei sieht Art. 4 1. a) Delegated Act<sup>108</sup> zwei Öffnungsmöglichkeiten vor, deren Reichweite und Tauglichkeit im Einzelfall geprüft werden sollte. Die Regelungen werden flankiert mit einer Übergangsregelung in Art. 6 Delegated Act,<sup>109</sup> der das Inkrafttreten dieser Regelungen auf den 01. Januar 2026 verschiebt. Damit werden diese Anforderungen aber wohl ab 01.01.2026 im Grundsatz auch an Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff gestellt werden, die vor diesem Termin in Betrieb genommen wurden.

Diese Regelungen stellen ein Hemmnis für die Erzeugung von grünem Stahl dar. Denn der Zusammenhang zwischen der grünen Stromerzeugung und der grünen Wasserstoffherzeugung ist für sich genommen schon problematisch, weil so sowohl die Kosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in die Höhe getrieben werden können, also auch die Komplexität der Entscheidungssituation für eine Investition in eine Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff entscheidend gesteigert wird. Der Bezug von grünem Strom dürfte sich so in den ersten Jahren des Betriebs eines Elektrolyseurs dann als ggf. unsicher und vergleichsweise teuer darstellen, wenn dieser nicht aus eigenen, neuen Stromerzeugungsanlagen realisiert werden kann. Dadurch werden kleinere Unternehmen, die nicht über eine größere Zahl von Stromerzeugungsprojekten (etwa Windparkprojekte) verfügen oder auf

---

<sup>106</sup> Vgl. dazu aber nachfolgend das Kriterium der Zusätzlichkeit, das ausgeförderte Anlagen gerade nicht erfüllen können.

<sup>107</sup> Zitiert wird im vorliegenden Dokument aus der dritten (inoffiziellen) Entwurfsfassung des Delegated Act zu Art. 27 RED II vom Januar 2022.

<sup>108</sup> Zitiert wird wiederum die „geleakte“ Entwurfsfassung vom Januar 2022.

<sup>109</sup> Zitiert wird wiederum die „geleakte“ Entwurfsfassung vom Januar 2022.

solche vertraglich Zugriff nehmen können, faktisch von Wasserstofferzeugungsprojekten ausgeschlossen. Zudem wird die Wasserstofferzeugung im Zeitverlauf genau an die Verfügbarkeit und Produktion dieser wenigen Stromerzeugungsanlagen gekoppelt. Dies betrifft nicht nur den Jahresnutzungsgrad (Vbh-Zahl), sondern auch den Verlauf der Wasserstofferzeugung, der so streng an den Profilverlauf dieser Stromerzeugungsanlagen gekoppelt wird. Mehr Flexibilität in allen Richtungen würde hier nicht nur der Kostendegression dienen, sondern auch der Systemdienlichkeit. Denn so würde es ermöglicht, anderen grünen Strom, der zu bestimmten Zeiten – etwa aus Überschusserzeugung – günstig zur Verfügung steht, sektorenkoppelnd einzusetzen: zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, aber eben aus anderen Windparks, deren Strom – durchaus netzverträglich – zur Verfügung steht, aber eben aus Bestandsanlagen kommt.

### c) **Gleichzeitigkeit von grüner Stromerzeugung und Wasserstoffelektrolyse**

Hinderlich für den Markthochlauf eines grünen Wasserstoffmarktes und – bei Anwendung der Kriterien auch auf den Industriesektor und also die Stahlerzeugung – könnten auch die Anforderungen des Delegated Acts in Art. 4, 1. b)<sup>110</sup> sein. Danach müssen grüner Strom und grüner Wasserstoff auch bei Netzbezug des Stroms im Grundsatz innerhalb derselben Kalenderstunde erzeugt werden. Zeitliche Verlagerungen sind nur ausnahmsweise möglich, etwa über eine Speicherung von Überschussstrom. Dies wird allerdings in Stahlherstellungsprozessen schon mengenmäßig zu keine Entlastung führen können. Dabei wäre es schon prozedural schwierig, wenn die Elektrolyseure jeweils das Erzeugungsprofil der volatilen Erzeugungsanlagen (Wind/Solar) nachfahren müssten; geglättete, bandartige Betriebsprofil erscheinen hier schon steuerungstechnisch deutlich vorzugswürdig. Ergänzt wurde diese Regelung nun durch das Gleichzeitigkeitskriterium in Art. 4 1. b) ii) Delegated Act.<sup>111</sup> Danach darf ein Elektrolyseur zumindest für eine bestimmte Betriebsstundenzahl pro Jahr eingesetzt werden, die mit dem Grünstromanteil in diesem Mitgliedstaat der EU im letzten und vorletzten Jahr entspricht. Wenn z.B. im letzten und vorletzten Jahr die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei im Schnitt 45 % lag, darf ein Elektrolyseur danach im Grundsatz 3.942 Vbh/a betrieben

---

<sup>110</sup> Zitiert wird wiederum die „geleakte“ Entwurfsfassung vom Januar 2022.

<sup>111</sup> Zitiert wird wiederum die „geleakte“ Entwurfsfassung vom Januar 2022.

werden, wenn die EE-Anlagen, aus der über dem oder die PPA der Elektrolyseur beliefert wird, in dieser Zeit Strom erzeugt haben.<sup>112i</sup>

- 2) **Klimaschutz- und Umweltenergie-Beihilfeleitlinien (KUEBLL)**
- a) **Anforderungen an den Strombezug für Grünen Wasserstoff**
- b) **Kap. 4.1 der KUEBLL regelt die Zulässigkeit von Beihilfen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Nach Nr. 4.1.2.1., Rn. 81 werden hiervon auch Beihilfen für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff erfasst. Dies kann zum Beispiel eine Förderung für Elektrolyse umfassen sowie auch die Förderung von Infrastruktur einschließlich Wasserstoffinfrastruktur, soweit sie nicht unter die Legaldefinition einer Energieinfrastruktur nach Kap. 4.9 fällt. Nach Nr. 4.1.2.1., Rn. 81 wird dabei allerdings auf den delegierten Rechtsakt zu Art. 27 Abs. 3 der EE-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) Bezug genommen. Danach soll erneuerbarer Wasserstoff auch Elektrolyseure umfassen, die PPA über Strom abgeschlossen haben, der die Anforderungen des delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 Abs. 3 RED II erfüllt. Diese Voraussetzung ist nach unserer Einschätzung dahingehend auszulegen, dass für erneuerbaren Wasserstoff die Voraussetzungen des delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 Abs. 3 der RED II einzuhalten sind. Damit setzen sich die unter D., I.,1) aufgezeigten Hemmnisse aus dem delegierten Rechtsakt auch für die Förderung erneuerbaren Wasserstoffs nach den KUEBLL fort. Für die weiteren Einzelheiten wird auf die dortigen Ausführungen verwiesen. Steuern, Abgaben und Umlagen für den Strombezug**

Kap. 4.1 Rn. 109 lässt grundsätzlich auch Beihilfen in Form von Steuern und Umlagen zu. Diese müssen entweder dem Ziel der Dekarbonisierung oder der Steigerung der Energieeffizienz dienen. Die Regelung gilt allerdings nicht für Steuern oder Abgaben, die notwendige Kosten der Energiebereitstellung widerspiegeln, wie z.B. die Netznutzungsentgelte. So hält Rn. 403 (Kap. 4.11.2 KUEBLL) fest, dass sich Abschnitt 4.11 nicht auf Abgaben bezieht, die einen Teil der Kosten für die Stromversorgung der betreffenden Beihilfeempfänger ausmachen. *„So fallen beispielsweise Befreiungen von Netzentgelten oder von Entgelten zur Finanzierung von Kapazitätsmechanismen nicht unter diesen Abschnitt.“* Bei der Reduzierung von Netzentgelten stellt sich ohnehin die Frage, inwieweit dies überhaupt eine Beihilfe

<sup>112</sup> Gemeint sein könnte hier, dass diese Anlagen zeitgleich zumindest in Teillast Strom erzeugt haben. Dann ist in diesen Grenzen aber wohl eine zeitliche Verlagerung zulässig.

darstellt, da Netzentgelte nicht vom Staat erhoben werden. Anders verhält sich dies allerdings in Bezug auf Abgaben und Umlagen, die an die Netzentgelte anknüpfen und deshalb Befreiungen sehr wohl Beihilferegelungen darstellen, die unter die KUEBLL fallen.

#### c) **Ausschreibungserfordernis**

Nach Kap. 4.1 Rn. 103 sollen Beihilfen durch Ausschreibungen gewährt werden. Hierbei soll es sich grundsätzlich um technologieoffene Ausschreibungen handeln. Ausnahmen von der Technologieoffenheit sind allerdings unter bestimmten Voraussetzungen möglich, etwa wenn eine solche Ausschreibung zu suboptimalen Ergebnissen führen würde oder das Erreichen des Ziels des Ausschreibungserfordernis nicht gewährleistet ist (vgl. Rn. 104). Eine generelle Ausnahme vom Ausschreibungserfordernis ist u.a. möglich, wenn keine hinreichende Zahl an Bietern besteht. Problematisch ist, dass Mitgliedstaaten dann aber nach Rn. 107 Buchst. a) darlegen müssen, dass es nicht möglich ist, den Wettbewerb **durch eine Reduzierung der Ausschreibungsmengen** zu erhöhen. Diese Regelung dürfte sich als ein weiteres Hemmnis für die Transformation der Stahlindustrie durch Beihilfen etwa in Form von Klimaschutzverträgen erweisen und darüber hinaus auch den Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschweren, der für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff und damit auch die Transformation der Stahlindustrie wesentliche Voraussetzung ist. Zur Unterstützung der Transformation in der Industrie sollten weitergehende Ausnahmen vom Ausschreibungserfordernis für Beihilfen in diesem Sektor geschaffen werden.

#### d) **Notwendigkeit einer öffentlichen Konsultation**

Nach Kap. 4.1 Nr. 4.3.2.1 besteht darüber hinaus grundsätzlich künftig eine Pflicht zur Konsultation der Öffentlichkeit vor der Notifizierung einer Beihilfe. Diese Vorgabe ist mit den KUEBLL neu eingeführt worden und soll ab dem 01.07.2023 greifen. Hierdurch ist eine weitere **Verlängerung der Verfahrensdauer** zu erwarten. Eine Ausnahme von der Durchführung einer öffentlichen Konsultation ist bisher nur zulässig, wenn die Maßnahme eine Beihilfe nach Rn. 99 b) – d.h. der Umfang der Förderung liegt unter 150 Millionen Euro pro Jahr – fällt und Ausschreibungen verwendet werden sowie keine Investitionen in fossile Energien erfolgen (vgl. Rn. 100).

#### e) **Beihilfen durch Klimaschutzverträge**

Nach Kap. 4.1 Rn. 121 können Beihilfen auch die Form sog. Differenzverträge („Contracts for Difference“) annehmen. Klimaschutzverträge in Form solcher Diffe-

renzverträge sind somit im Grundsatz zulässig. Die Formulierung „such as“ legt dabei nahe, dass grundsätzlich auch andere Ausgestaltungsvarianten solcher Klimaschutzverträge zulässig sein können. Ausdrücklich erwähnt ist darüber hinaus auch die Zulässigkeit von Betriebsbeihilfen (Rn. 121). Problematisch ist dann aber wiederum, dass deren Zulässigkeit auf solche Fälle beschränkt wird, in denen über die Betriebsbeihilfen maßgeblich **die Anlagenfahrweise** („environmental-friendly operating decisions“) umweltfreundlicher gestaltet wird. Dies schränkt die Zulässigkeit von Betriebsbeihilfen ein.

#### f) Einzelfallbezogene Prüfung für ausgewählte Projekte

Für Beihilfen, die nur für Einzelne oder eine beschränkte Zahl von Empfängern gewährt werden, soll eine besonders sorgfältige Prüfung stattfinden.<sup>113</sup> Für Beihilfen von Infrastrukturprojekten ist nach Kap. 4.1, Rn. 124 weiterhin eine einzelfallbezogene Prüfung durch die Kommission vorgesehen. Dies dürfte ebenfalls für eine erhebliche Verfahrensverlängerung sorgen.

#### g) Beihilfen für Energieinfrastrukturen

Nach Kap. 4.9 sind darüber hinaus Beihilfen für Energieinfrastrukturen zulässig. Dabei handelt es sich um jede materielle Ausrüstung oder Anlage, die sich in der Union befindet oder die die Union mit einem Drittland oder mehreren Drittländern verbindet und unter eine der folgenden Kategorien fällt: Strom, Gas, **Wasserstoff**, Kohlendioxid. Im Einzelnen kann dies etwa Hochdruckfernleitungen für den Wasserstofftransport sowie Verteilernetze oder Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff umfassen. Energieinfrastruktur wird in der Regel durch **Nutzertarife** finanziert. Für alle anderen Energieinfrastrukturen gilt, dass die Förderung des **Baus** oder der **Nachrüstung** gefördert werden kann. Darunter fällt z.B. die Digitalisierung oder Einführung intelligenter Systeme, um die Einspeisung von erneuerbarer oder CO<sub>2</sub>-armer Energie zu ermöglichen. Gleichzeitig gilt aus Sicht der Kommission, dass **Betriebskosten** grundsätzlich von den Netznutzern zu zahlen und **Beihilfen daher nicht notwendig** sind. Nur in **Ausnahmefällen**, in denen Betriebskosten nachgewiesen nicht von Zahlungen der Netznutzer gedeckt werden, und bei denen es sich nicht um sog. *Sunk Costs* handelt, sondern sie zu Verhaltensänderungen führen, die nachweislich der Versorgungssicherheit oder dem Umweltschutz dienen, können hierfür Beihilfen gezahlt werden (Rn. 376).

---

<sup>113</sup> Siehe dazu Rn. 132.

## **h) Nachweisanforderungen**

Die KUEBLL stellen darüber hinaus auch erhebliche Nachweisanforderungen auf, die sich ebenfalls als Hemmnisse erweisen können. So müssen Mitgliedstaaten etwa für die „Erforderlichkeit der Beihilfe“ nachweisen, dass diese neben dem ETS notwendig ist (Kap. 4.1, Nr. 4.1.3.1, Rn. 90).

## **II. Hemmnisanalyse und Empfehlungen zu AP3: Hochskalierung Schlüsseltechnologien**

### **1) Transportbedarf für grünen Industrie-Wasserstoff**

Als wesentliches technisch-wirtschaftliches Hemmnisses des Einsatzes von grünem Wasserstoff nicht nur in der Stahlindustrie, sondern grundsätzlich in immobilen Großanwendungen ist der erhebliche Transportbedarf: Da in den industriellen Anwendungen wie in der Direkteisenreduktion, aber etwa auch in der Chemischen Industrie, zukünftig sehr große Mengen grüner Wasserstoff eingesetzt werden müssen – sowohl mit Blick auf die Gleichzeitigkeit des Einsatzes, also auch hinsichtlich der Jahresverbrauchsmengen als solchen –, zugleich diese großen Mengen grüner Wasserstoff aber nicht vor Ort aus grünem Strom versorgungssicher erzeugt werden können, muss der grüne Wasserstoff transportiert werden. Dabei sind die erforderlichen Transportmengen mit der dezentralen Versorgung von Tankstellen nicht vergleichbar.

Es zeichnet sich ab, dass sowohl für den innerstaatlichen Transport – von nationalen H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen/Häfen für Importwasserstoff zu den Verbrauchsstellen wie Direktreduktionsanlagen – wie für den internationalen Transport Pipelinelösungen Kostenvorteile haben.

### **2) Fehlender und untauglicher Regulierungsrahmen für netzgebundenen Wasserstofftransport als zentrales Hemmnis**

Vor dem unter 1) geschilderten Hintergrund erweisen sich die bestehenden oder eben nicht bestehenden Regulierungsregeln und überhaupt ein Rechtsrahmen, der Pipelinetransport von Wasserstoff erst in Ansätzen berücksichtigt, per se als ein erhebliches Risiko für den Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft – und damit auch für die Erzeugung von grünem Stahl aus grünem Wasserstoff.

Dabei dürfte ein schneller Aufbau von Wasserstoffleitungen bzw. auch von Umwidmungen von Gasleitungen und Gasleitungsabschnitten in H<sub>2</sub>-Leitungen der effizienteste Weg sein. Denn immer dann, wenn die zu erwartenden Transportmengen auf einer Trasse ein bestimmtes Volumen überschreiten, hat der Leitungs-

oder gar Netztransport Kostenvorteile. Hinzukommen Vorteile in Bezug auf die Verkehrs- und Betriebssicherheit.

Zudem können durch einen zügigen Leitungsaus- oder Netzbau schon jetzt jährliche extrem hohe Redispatchkosten im Stromnetz gespart sowie Versorgungsengpässen im Stromnetz vorgebeugt werden. Dies ist bei der Entscheidung gegen einen Trailer-Transport und für Leitungs- oder Netztransport einzuberechnen. Dabei ist in der Tendenz eine erzeugungsnahe Elektrolyse volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich sinnvoller. Im schlechtesten Fall käme es zu einer Volllaststundenbegrenzung bzw. Strombelieferungsbegrenzung in Bezug auf den Elektrolyseur aufgrund von mangelnder Strombereitstellung bzw. zu hohen Wasserstoffpreisen – induziert auch durch hohe Strompreise/Stromtransportpreise.

### 3) Horizontale Kostenverteilung

Laut dem deutschen Gesetzgeber lässt das derzeit geltende EU-Recht eine gemeinsame Finanzierung der Wasserstoff- und Erdgasnetze nicht zu (vgl. **Teil 3, C. II. 2. b.**). Vor allem in der Anfangsphase werden nur wenige Netznutzer existieren, sodass die für den Neubau von Wasserstoffleitungen und die Umstellung von bisherigen Erdgasleitungen erforderlichen Investitions- bzw. Netzkosten von diesen getragen werden müssen. Wegen der geringen Anzahl von Netznutzern führt dies zwangsläufig zu hohen Netzentgelten, was die Nutzung von reinen Wasserstoffnetzen wenig attraktiv macht.

Könnten die Netzkosten für reine Wasserstoffnetze auch über die Erlöse aus den Netzentgelten für die Nutzung von (Erd-)Gasnetzen refinanziert werden, würden die Netzentgelte für die Nutzung reiner Wasserstoffnetze deutlich sinken (spiegelbildlich hierzu würden die Netzentgelte für den Transport von Erdgas aufgrund der großen Anzahl der Erdgas-Netznutzer nur unwesentlich steigen). Für die gemeinsame regulatorische Handhabung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen spricht schließlich, dass die Kosten für den Aufbau der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur vor allem durch die Umstellung bereits abgeschriebener Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff gesenkt werden können. Hieraus resultiert aber nicht denkbare Transformation der gesamten Erdgasnetze in reine Wasserstoffnetze. Vor allem im für das Erdgasverteilsnetz relevanten Wärmemarkt existieren neben der gasbasierten Wärmeversorgung auch andere dekarbonisierte Versorgungsmöglichkeiten (z. B. Wärmepumpe, Fernwärme), sodass sich ein Rückbau von Erdgasleitungen nicht vermeiden lässt.

Die Vorzüge einer gemeinsamen Finanzierung (und Regulierung) des Wasserstoff- und Erdgasnetzes hat offenbar auch der deutsche Gesetzgeber erkannt, sodass

dieser die Bundesregierung im Rahmen einer Entschließung aufforderte, auf europäischer Ebene eine Änderung der entgegenstehenden EU-rechtlichen Vorgaben voranzutreiben, um eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes auf EU-Ebene und anschließend auf nationale Ebene zu ermöglichen (vgl. **Teil 3, C. II. 4.**). Ob der Bundesregierung tatsächlich eine Änderung des EU-Rechts zugunsten einer gemeinsamen Finanzierung des Wasserstoff- und Erdgasnetzes gelingt, wird sich zeigen.

#### 4) **Verhandelter Netzzugang**

Während Betreiber von Strom- und Gasnetzen seit 2005 einem regulierten Netzzugang nach § 20 ff. EnWG unterliegen, gewähren Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen, die eine Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG abgegeben haben, den Netzzugang im Wege des verhandelten Zugangs, § 28n Abs 1 Satz 2 EnWG. Beim verhandelten Zugang werden die Netzzugangsbedingungen ausgehandelt, wobei diese angemessen und diskriminierungsfrei sein müssen (§ 28n Abs. 1 Satz 1 EnWG). Bei der Abwicklung netzübergreifender Transporte von Wasserstoff erachtet der Gesetzgeber außerdem die Entwicklung gemeinsamer Vertragsstandards für den Netzzugang als sinnvoll.<sup>114</sup>

Ob ein verhandelter Netzzugang tatsächlich den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur fördern kann, ist mit Blick auf die bisherigen Erfahrungen mit den verhandelten Netzzugang mit Vorsicht zu genießen. Denn bis 2005 erfolgte der Zugang zu Strom- und Gasnetzen nach dem System des verhandelten Netzzugangs (§§ 6 ff. EnWG 2003), der sich vor allem auf die zwischen den Verbänden der Energiewirtschaft und Industrieverbänden getroffenen Verbändevereinbarungen Strom und Gas stützt. Allerdings scheiterte die Verbändevereinbarung Gas, da sich die Verbände nicht einigen konnten, ob das bisherige transportabhängige Punkt-zu-Punkt-Modell durch das transaktions- und entfernungsunabhängige Entry-Exit-Modell abgelöst werden soll.<sup>115</sup>

Analog zur Verbändevereinbarung Gas kann daher auch bei der Entwicklung von gemeinsamen Vertragsstandards für den Zugang zum reinen Wasserstoffnetz die Gefahr bestehen, dass diesbezüglich keine Einigung erzielt wird. Dem kann aber zumindest teilweise dadurch begegnet werden, indem zeitnah eine *Wasserstoffnetzzugangsverordnung* erlassen wird, die wesentliche und von allen optierten Betreibern reiner Wasserstoffnetze einzuhaltende Vorgaben wie z. B. ein Netzzugangskonzept enthält. Die fehlende Praktikabilität des verhandelten Netzzugangs im Bereich Strom und Gas zeigte sich schließlich auch darin, dass seit der Richtlinie

<sup>114</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 120.

<sup>115</sup> *Neveling*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, Stand: 112. EL Juni 2021, § 20 EnWG Rn. 5.

2003/55/EG vom 26.06.2003 (GasRL 2003) die Mitgliedsstaaten bei Strom- und Gasnetzen nicht mehr zwischen verhandelten und regulierten Netzzugang wählen dürfen, sondern fortan allein Letzteres in das nationale Recht umgesetzt werden muss (in Deutschland: §§ 20 ff. EnWG).

Der entscheidende Unterschied zur leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas liegt aber darin, dass bei reinen Wasserstoffnetzen auf keine bereits vorhandene, regelmäßig vermaschte Netzstruktur zurückgegriffen werden kann, sondern diese noch aufgebaut werden muss (vgl. **Teil 3, C. I.**). Anfangs wird grüner Wasserstoff voraussichtlich nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen, sodass Betreiber von reinen Wasserstoffnetzen auf die wenigen Netznutzer angewiesen sein werden, um über diese den Bau weiterer Wasserstoffleitungen zu finanzieren. Demnach ist das Diskriminierungspotential in der Anfangsphase gering, sodass auch ein verhandelter Netzzugang genügen würde. Sofern aber die Anzahl der Anschlusspetenten und Netznutzer steigt und tatsächlich eine leitungsgebundene Wasserstoffinfrastruktur existiert, kann angesichts der Erfahrungen im Strom- und Gasbereich langfristig allein ein regulierter Netzzugang den Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gerecht werden.

## 5) Nach wie vor technologiespezifischer Ansatz bei der Beimischung

Wie weiter oben bereits festgestellt, verfolgt das nationale Recht in Fällen der Beimischung einen technologiespezifischen Ansatz (vgl. **Teil 3, C. III. 1.**). Auf EU-Ebene wird im Rahmen der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (GasRL 2009) hingegen ein technologieoffener Ansatz verfolgt, wonach die (auf Erdgas zugeschnittenen) Vorgaben der GasRL 2009 auch für sonstige Gase wie z. B. Wasserstoff gelten, wenn diese in das Erdgasnetz eingespeist werden (also in Fällen der Beimischung).

Festzuhalten ist daher, dass im Rahmen der Beimischung der Wasserstoffbegriff der GasRL 2009 (technologieoffener Ansatz) und der des EnWG (technologiespezifischer Ansatz) auseinanderfallen. Demgegenüber wird bei Wasserstoff als eigenständigen Energieträger bzw. bei reinen Wasserstoffnetzen gerade nicht nach Herstellungspfaden unterschieden.

Weshalb der nationale Gesetzgeber im Rahmen der EnWG-Novelle 2021 den technologiespezifischen Ansatz in den Begriffsbestimmungen zu Gas bzw. Biogas (§ 3 Nr. 19a bzw. 10f EnWG) und damit in den Fällen der Beimischung nicht beseitigt hat, lässt sich aus der Gesetzesbegründung nicht entnehmen. Bei der Umstellung von der Hochofenroute auf die Direktreduktion von Eisenerz mit Gas wird in der Anfangsphase nicht genügend reiner grüner Wasserstoff zur Verfügung stehen. In

der Übergangsphase wird die Beimischung mit steigenden Quoten daher ein zentraler Bestandteil einer zunehmend klimaneutralen Stahlerzeugung sein. Um diesem Ziel näher zu kommen, könnte bei der Beimischung einen technologieoffenen Ansatz verfolgen und § 3 Nr. 19a und 10f EnWG entsprechend angepasst werden. Dann könnte neben aus Elektrolyse von grünem Strom erzeugtem grünem Wasserstoff ggf. auch Wasserstoff aus anderen, erwiesenermaßen ebenso klimaneutralen Herstellungspfaden in das Erdgasnetz eingespeist werden.

## **E. Arbeitspaket 5: Anreize zur emissionsarmen Stahlherstellung**

### **I. Anreizinstrumente für grünen Stahl**

Eine erfolgreiche Umstellung auf CO<sub>2</sub>-neutrale Produktionsverfahren in der Stahlindustrie benötigt einen politischen Rahmen, der Investitionen in solche Produktionsverfahren erfolgreich anreizt. Der Europäische Emissionshandel, dem auch die Stahlindustrie unterliegt, sorgt hier bisher nicht für einen hinreichenden Investitionsanreiz und bedarf daher einer weitergehenden Komplettierung durch zusätzliche Politikinstrumente. Grundsätzlich kommen hierfür unterschiedliche Instrumente in Frage.<sup>116</sup> Die anschließende Betrachtung beschränkt sich daher auf einzelne, ausgewählte Instrumente.

Diese werden rechtlich untersucht, dabei stellt aus rechtlicher Sicht zunächst das Beihilfenrecht ein entscheidendes Zulässigkeitskriterium dar, sofern das betreffende Instrument eine Beihilfe darstellt.<sup>117</sup> Zwar steht die Kommission Beihilfen für die Stahlindustrie grundsätzlich ablehnend gegenüber, Umweltschutzbeihilfen können aber auch für den Stahlsektor zulässig sein.<sup>118</sup> Neben dem Beihilfenrecht können, je nach Instrument, auch die Warenverkehrsfreiheit und das allgemeine Diskriminierungsverbot von Bedeutung sein. Aus dem europäischen Sekundärrecht ist schließlich vor allem die Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien<sup>119</sup> (RED II) hervorzuheben. Nach dem am 14.07.2021 veröffentlichten Entwurf für eine Novellierung der RED II sollen Mitgliedstaaten sicherstellen, dass der in der Industrie eingesetzte Wasserstoff bis 2030 zu 50% aus erneuerbaren, strombasierten

<sup>116</sup> Vgl. hierzu etwa *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, abrufbar unter: [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf).

<sup>117</sup> Vgl. zum nachfolgenden Teil umfassend: *Altrock/Kliem*, Förderinstrumente für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff, ZNER 2022, S. 9 ff.

<sup>118</sup> *Cremer*, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Auflage 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 62; *Jestaedt*, in Heidenhain, European State Aid Law, 1. Auflage 2010, § 18, Rn. 238.

<sup>119</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen v. 21.12.2018, ABl. L 328/82.

23.03.2022

Kraftstoffen<sup>120</sup> („renewable fuels of non-biological origin“) besteht. Hierunter fällt Wasserstoff, sofern er mittels Elektrolyse aus Wind- oder PV-Strom erzeugt worden ist.<sup>121</sup> Darüber hinaus trifft der Entwurf neue Vorgaben für das Labelling von grünem Stahl.<sup>122</sup>

Im Folgenden wird die rechtliche Zulässigkeit der Einführung folgender Instrumente geprüft: Zunächst wird eine allgemeine Quote für grünen Wasserstoff thematisiert. Diese würde auch, aber *nicht nur* dem Stahlsektor zugutekommen. Spezifischer wäre insoweit eine produktbezogene Quote für grünen Stahl, die etwa über eine Quote für einen steigenden Anteil von grünem Wasserstoff in der Direktreduktion von Eisenerz realisiert werden könnte. Anknüpfungspunkt könnte aber auch die Reduktion von Treibhausgasen bei der Stahlherstellung sein: Es könnte also, ähnlich einer produktbezogenen Quote, eine bestimmte, über die Jahre ansteigende THG-Minderung in Bezug etwa auf die Roheisen- oder Stahlerzeugung (angebotsseitig) oder in Bezug auf Stahlprodukte (nachfrageseitig) gesetzlich vorgegeben werden (Vergleichsinstrument: THG-Minderungspflicht im Kraftstoffbereich, § 37a BImSchG). Eine solche Quote bzw. THG-Minderungspflicht in Bezug auf CO<sub>2</sub>- oder THG-reduzierten Stahl könnte also an Roheisenhersteller oder an Verwender von Stahlprodukten adressiert werden.

Das zweite Instrument ist ein Labelling für grünen Stahl. Dabei geht es darum, dass etwa bestimmte THG-Reduktionsniveaus (Schema A/B/C/D/E, Vergleichsinstrument: Elektrogeräte-Kennzeichnung) oder das Erreichen einer bestimmten THG-Minderung (z.B. „THG-reduziert 30“) in Stahlprodukten und, dann fortgesetzt, in Endprodukten (z.B. Kfz) aus oder mit diesem Stahl entsprechend gekennzeichnet werden können oder aber müssen.

Dritter kurzer Untersuchungsgegenstand sind Förderrichtlinien des Staates, mit denen Investitionsbeihilfen gewährt werden. Auch diese könnten bei der Transformation der Stahlindustrie eine wichtige Rolle spielen, um die Mehrkosten der Investitionen in neue Stahlerzeugungsanlagen (Direktreduktionsanlagen) ganz oder in Teilen abzudecken.

Die vierte Instrumentengruppe sind Klimaschutzverträge mit Wirkung für die Transformation der Stahlindustrie. Dabei könnte im Kontext Stahl nach unserer Einschätzung eine Variante von Klimaschutzverträgen im Vordergrund stehen, in dem sich Stahlhersteller zu einer Minderung ihrer THG-Emissionen verpflichten

<sup>120</sup> Zukünftig unter einer RED III ggf. breit Brennstoff oder sonstigem Einsatzstoff.

<sup>121</sup> Hoffmann, „Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?“, ZNER 300 (302).

<sup>122</sup> Vgl. zum Ganzen Art. 22a des Richtlinienentwurfs v. 14.07.2021, COM (2021) 557 final, abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf).

und über den die Mehrkosten für vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen vergütet werden. Dies geschieht dann insbesondere, aber nicht nur in Abhängigkeit von den Veränderungen des CO<sub>2</sub>-Preises (CCfD = Carbon Contracts for Difference). Kurz angesprochen sei hier noch die theoretische Option eines Klimaschutzvertrages, bei dem Differenzkosten einer grünen Stahlerzeugung gegenüber einem heutigen Stahl aus der Hochofenroute Bezugspunkt für die Förderregelung sind (CfD). Dabei werden Geförderte und Zugang zur Förderung und Ausgangsniveau der Förderung jeweils über eine Ausschreibung ermittelt. Allerdings zeichnet sich schon jetzt ab, dass mangels eines verfügbaren Marktpreises etwa für Roheisenpellets aus der Direktreduktion oder andere Marktpreiseveröffentlichungen das Instrument der CfD für die Transformation im Stahlbereich mangels Umsetzbarkeit wohl eher nicht in Betracht kommt. Auf eine weitere Darstellung wird deshalb verzichtet.

## II. Quote / THG-Minderungsverpflichtung

### 1) Instrumentenbeschreibung

Wasserstoff in der Industrie wird künftig gerade auch bei der Stahlherstellung eine wichtige Rolle spielen. Grüner Wasserstoff, d.h. Wasserstoff, der mittels Elektrolyse durch den ausschließlichen Einsatz von erneuerbarem Strom hergestellt worden ist, ist jedoch aufgrund der höheren Herstellungskosten gegenüber grauem Wasserstoff noch nicht kostenkompetitiv und bedarf daher einer Förderung. Hierfür wird insbesondere die Einführung einer Quote für grünen Wasserstoff, ggf. begrenzt auf dessen Einsatz in der Industrie, vorgeschlagen.<sup>123</sup> Die hierdurch in den Markt gebrachte Menge grünen Wasserstoffs könnte dann auch der Stahlindustrie zugutekommen. Ein entsprechendes Instrument könnte auch vor dem Hintergrund des aktuellen Richtlinienentwurfs zur Novellierung der RED II eine mögliche Regulierung sein: Nach Art. 22a des Richtlinienentwurfs sollen die Mitgliedstaaten verpflichtet werden, dafür zu sorgen, dass der Anteil grünen Wasserstoffs nicht biogenen Ursprungs in der Industrie 2030 mindestens 50 % beträgt.<sup>124</sup> Anknüpfungspunkt könnte aber auch die Reduktion von Treibhausgasen insgesamt bei der Stahlherstellung sein: Es könnte so eine bestimmte, über die Jahre ansteigende THG-Minderung in Bezug etwa auf die Roheisen- oder Stahlerzeugung (angebotsseitig) oder in Bezug auf Stahlprodukte (nachfrageseitig) gesetzlich vorgegeben werden (Vergleichsinstrument: THG-Minderungspflicht im Kraftstoffbereich). Eine solche Quote bzw. THG-Minderungspflicht in Bezug auf CO<sub>2</sub>- oder THG-reduzierten Stahl könnte also an Roheisenhersteller oder an Verwender von Stahlprodukten adressiert werden. Gemein ist diesen Instrumenten, dass gesetzlich

<sup>123</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, S. 134.

<sup>124</sup> Art. 22a des Richtlinienentwurfs v. 14.07.2021, COM (2021) 557 final.

23.03.2022

(„ordnungsstaatlich“) für die Verpflichteten ein bestimmtes Ergebnis ihres unternehmerischen Handelns festgelegt wird, ohne dass geregelt würde, wie die dadurch entstehenden Mehrkosten gedeckt werden können. Bei der Ausgestaltung dieser Instrumente ist deshalb von vornherein zu bedenken, dass eine festgesetzte Quote oder THG-Minderungsverpflichtung die Verpflichteten nicht zwangsläufig überfordern muss. Dies wäre etwa dann der Fall, wenn die Erfüllung der Quote oder Minderungspflicht im vorgegebenen Zeitplan objektiv unmöglich ist. Beispiel: Festlegung einer Quote von grünem, komplett klimaneutral hergestelltem Stahl von 10 % ab dem Jahr 2023. Oder: Verpflichtung der THG-Reduktion in der Stahlherstellung um 25 % bis 2023. Diese Beispiele machen deutlich, dass gesetzliche Verpflichtungen zum Erreichen bestimmter fixer Werte in besonderer Weise auf ihre Realisierbarkeit geprüft werden müssen, wenn sie nicht Gefahr laufen wollen, verfassungswidrig zu sein.<sup>125</sup>

Für eine Quote für grünen Wasserstoff oder grünen Stahl oder eine THG-Minderungsverpflichtung bei der Erzeugung von Stahl gibt es sehr unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen. Eine solche gesetzliche Regelung könnte – ganz weit – eine – ggf. auch rein bilanziell zu erfüllende – Beimischungsverpflichtung für grünen Wasserstoff in das Erdgasnetz oder zumindest bei der Abgabe von Erdgas an die Stahlindustrie umfassen. Der Gedanke einer allgemeinen Beimischungspflicht für grünen Wasserstoff zum Erdgasnetz wird, weil für das Hochfahren einer grünen Stahlproduktion offenbar zu unspezifisch, nachfolgend nicht weiter verfolgt. Spezifischer wäre insoweit allenfalls eine THG-Minderungspflicht für den Einsatz von grünem Wasserstoff speziell bei der Stahlerzeugung oder gar eine Regelung für eine langsam ansteigende (erzeuger- oder verbraucherseitige) THG-Minderungspflicht für grünen Stahl selbst. Letztere könnte in der Direktreduktion von Eisenerz mit Gas über eine THG-Minderungspflicht für einen steigenden Anteil von grünem Wasserstoff realisiert werden.

Vor dem Hintergrund, dass Treibhausgasemissionen bei der Stahlherstellung auf verschiedene Wege möglich sind, nämlich auch über die Verwendung von Schrott sowie über den Einsatz von grünem Strom in Elektro-Lichtbogenöfen (Sekundärroute) sowie eben über den Einsatz von Erdgas und / oder grünem oder sonst THG-reduziertem oder -neutralem Wasserstoff, erscheint eine technologieoffene, nicht produktbezogene allgemeine THG-Minderungspflicht für den Stahlbereich als zielführender. Der Gedanke einer unmittelbar auf grünen Wasserstoff produktbezogenen THG-Minderungspflicht wird deshalb vorliegend nicht weiter verfolgt. Viel-

---

<sup>125</sup> Ggf. erweisen sich deshalb bestimmte Verpflichtungen als ungeeignete, und deshalb unzulässige Eingriffe in Grundrechtspositionen der Verpflichteten, s.u.

mehr wird eine THG-Minderungsverpflichtung in Bezug auf die Stahlherstellung als für den Stahlbereich wohl am ehesten in Betracht kommende Ausgestaltungsvarianten ausgewählt. Schließlich könnte eine solche Regelung grundsätzlich auch mit einem weiteren Förderinstrument verbunden werden, insbesondere mit direkten staatlichen Förderungen über Förderrichtlinien (vgl. unten V.3.) oder mit einem Klimaschutzvertrag-Instrument (CCfD, vgl. unten V.4.).

Diese THG-Minderungsverpflichtung wären zudem pönalisiert: Bei Nichteinhaltung würden im Grundsatz Strafzahlungen fällig. Die Refinanzierung der zusätzlichen Aufwendungen würde über die Wertschöpfungskette erfolgen (müssen, wenn nicht eine Kombination mit einem anderen Instrument gewählt wird), wobei jedes betroffene Unternehmen sein Produkt entsprechend in Abhängigkeit von der Wettbewerbssituation verteuert. Während sich so eine Tonne Stahl in Abhängigkeit des jeweiligen (ansteigenden) THG-Minderungsziels noch recht spürbar verteuert (z.B. um 25 - 35 %), würde dieser Betrag etwa in einem mit diesem TGH-Reduzierten Stahl hergestellten Pkw zu einer kaum spürbaren Verteuerung führen (z.B. nur einige hundert Euro).

Zudem sind auch auf der Adressatenebene für eine Regelung verschiedene Wege denkbar. Grundsätzlich kommt eine Erzeuger-, Versorger- oder Verbraucherverpflichtung in Betracht. Die bisher eingesetzten Quotensysteme verpflichten regelmäßig die Inverkehrbringer von Kraftstoffen bzw. Gase (sog. Versorgerverpflichtung). Vorliegend könnte die Quotenverpflichtung auf die Inverkehrbringer von Stahl oder Stahlprodukten bezogen werden oder aber eben auch auf die Käufer dieser Produkte, die diese weiterverarbeiten.

## 2) Vereinbarkeit mit dem Europarecht

### a) Primärrecht

#### aa) Warenverkehrsfreiheit

Die Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV<sup>126</sup> verbietet mengenmäßige Beschränkungen der Einfuhr von Waren sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung. Als Waren werden durch den Europäischen Gerichtshof (im Folgenden: **EuGH**) *körperliche* Gegenstände, die einen Geldwert haben und Gegenstand von Handelsgeschäften sein können, definiert.<sup>127</sup> Der EuGH legt das Merkmal der Körperlichkeit dabei weit aus. Dem Anwendungsbereich der Warenverkehrsfreiheit können daher

<sup>126</sup> Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Abl. EG Nr. C 115 v. 09.05.2008, S. 47.

<sup>127</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn. 28.

23.03.2022

auch Gase unterfallen.<sup>128</sup> Die THG-Minderungsverpflichtung weist schließlich einen grenzüberschreitenden Bezug auf, da von ihr auch ausländische Unternehmen, die auf dem deutschen Markt tätig sind, betroffen sein können.

Eine solche Regelung zur verpflichtenden Reduktion des THG-Anteils im in den Verkehr gebrachten oder in gekauften und weiterverwendetem Stahl kann zunächst als Maßnahme gleicher Wirkung in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen. Hierunter fällt „jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar, mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern“ (sog. Dassonville-Formel).<sup>129</sup> Verkaufsmodalitäten, die für alle Wirtschaftsteilnehmer gelten, die ihre Tätigkeit im Inland ausüben und die den Absatz der inländischen Erzeugnisse und der Erzeugnisse aus dem Ausland rechtlich wie tatsächlich in der gleichen Weise berühren, stellen demgegenüber keine Maßnahmen gleicher Wirkung dar.<sup>130</sup> Dies umfasst Regelungen, die Art und Weise des Vertriebs eines Produktes regeln.<sup>131</sup>

Die THG-Minderungsverpflichtung stellt zunächst keine Verkaufsmodalität dar, da diese nicht nur die Art und Weise des Vertriebes von Stahl regelt, sondern konkrete Anforderungen an dessen Eigenschaft und die Herstellung stellt. Es handelt sich somit um eine produktbezogene Maßnahme, die nach der Dassonville-Formel eine Maßnahme gleicher Wirkung darstellen kann.<sup>132</sup> Dabei genügt, dass potenziell die Notwendigkeit besteht, eine Ware produktbezogenen Vorschriften anpassen zu müssen, um das Vorliegen einer Verkaufsmodalität auszuschließen.<sup>133</sup>

Dieser Eingriff kann aber aller Voraussicht nach gerechtfertigt werden. Fraglich ist zunächst, ob der in Art. 36 AEUV ausdrücklich genannten Rechtfertigungsgrund „Schutz der Gesundheit und des Lebens von Menschen und Tieren“ herangezogen werden kann. Dies würde voraussetzen, dass die THG-Minderungsverpflichtung dem spezifischen Schutz der Gesundheit von Tieren und Pflanzen dient.<sup>134</sup> Zwar können mit der Förderung der Produktion von grünem Stahl fossile Energieträger ersetzt und damit die Gefahren des Klimawandels bekämpft werden. Es erscheint allerdings schwer begründbar, dass die Regelung konkret und unmittelbar nur da-

---

<sup>128</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn. 28; EuGH, Urteil vom 27.04.1994, C-393/92, „Almelo“; EuGH, Urteil vom 13.02.2011, C-379/98, „Preußen Elektra“; EuGH, Urteil vom 01.07.2014, C-573/12, „Ålands Vindkraft“.

<sup>129</sup> EuGH, Urteil vom 11.07.1974, RS8/74, Rn. 5 – „Dassonville“.

<sup>130</sup> EuGH, verb. RS C-267 u. C-268/91 („Keck u. Mithouard“), Slg. 1994, I-6097, Rn. 16.

<sup>131</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn. 81.

<sup>132</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn 92.

<sup>133</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn 94.

<sup>134</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, August 2020, Art. 36 AEUV, Rn. 24.

23.03.2022

rauf zielt. Aus diesem Grund könnte es nach Einschätzung der Gutachter schwierig sein, bei der Rechtfertigung auf Art. 36 AEUV abzustellen.

Der EuGH erkennt darüber hinaus aber auch ungeschriebene Rechtfertigungsgründe an, wie insbesondere den Umweltschutz.<sup>135</sup> Die Einführung einer THG-Minderungspflicht in der Stahlerzeugung dient der Förderung der bezweckt, den Prozess der Stahlherstellung zu defossilisieren. Eine solche Regelung könnte sich damit nach unserer Einschätzung auf den ungeschriebenen Rechtfertigungsgrund des Umweltschutzes berufen.

Die Regelung müsste schließlich aber auch verhältnismäßig sein.<sup>136</sup> Hierfür müsste sie zunächst einem *legitimen Ziel* dienen. Mit der – auf der Zeitschiene laufend verschärften – THG-Minderungsverpflichtung bei der Stahlherstellung soll der Anteil an THG-neutralem grünem Stahl stetig gesteigert werden. Die Regelung dient damit der Verringerung der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz fossiler Energieträger und damit dem Umweltschutz als legitimes Ziel.

Eine solche Regelung müsste auch geeignet sein, dieses Ziel zu erreichen. Im Grundsatz wäre das wohl der Fall: Über diese Verpflichtung würde eine Umstellung der Stahlerzeugung auf THG-reduzierte Verfahren der beschriebenen Art angeregt und letztlich, bei geeigneten Sanktionen, ggf. auch erzwungen. Schwerwiegende Zweifel an der Eignung einer solchen Regelung könnte, je nach deren Ausgestaltung (wie viel Reduktion wie schnell?), aber bestehen, wenn diese in einer Höhe festgesetzt würde, die von den Marktteilnehmern schlicht nicht realisierbar wäre. Wenn also etwa zu Beginn des Markthochlaufs von Wasserstoff eine zu hohe Reduktion als verpflichtend vorgeschrieben wird, die auch mit den anderen, aufgeführten Technologieansätzen nicht zu realisieren wäre, erscheint die Regelung – jedenfalls in der konkreten Ausgestaltung – als ungeeignet. Eine solche gesetzliche Verpflichtung müsste also jeweils so bemessen sein, dass eine Umsetzbarkeit für die Marktteilnehmer im Grundsatz überhaupt gegeben ist. Dazu zählt dann auch der Aspekt der Refinanzierung der zusätzlichen Kosten: Wird eine solche Regelung nicht mit weiteren Regelungen verbunden, die etwa die Erzeuger grünen Stahls auch wirtschaftlich in die Lage versetzt, diesen zu erzeugen, könnte die THG-Minderungspflicht sich als ungeeignet zur Zielerreichung erweisen. Oder sie wäre, wegen einer Pönalenregelung für den Fall der Verfehlung der Reduktionsziele, als eine De facto-Abgabe zu sehen, die dann wiederum ganz anderen, u.a. auch nationalen, finanzverfassungsrechtlichen Normen genügen müsste.

<sup>135</sup> Kingreen, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Auflage 2016, Art. 36 AEUV, Rn. 80; Leible/T. Streinz, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, August 2020, Art. 34 AEUV, Rn. 117.

<sup>136</sup> Kingreen, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Auflage 2016, Art. 36 AEUV, Rn. 36.

Weiter müsste eine gesetzliche THG-Minderungsverpflichtung in der gewählten Art und Weise erforderlich sein. Dies wäre, je nach Ausgestaltung, auch der Fall, wenn kein milderes und gleich wirksames Mittel gegeben wäre. Allerdings könnten wirksame ökonomische Förderregelungen wie die unten behandelten Contracts for Difference oder auch direkte Subventionen über eine Förderrichtlinie mildere Mittel darstellen, die ggf. in ihrem Anwendungsbereich und ihrer (wirtschaftlichen) Reichweite sogar zu sichereren Ergebnissen führen könnten und deshalb dann gegenüber einer THG-Minderungsverpflichtung das mildere Mittel darstellten. THG-Minderungsverpflichtungen wären dann auch insoweit doch nicht zulässig.

Die Regelung dürfte darüber hinaus auch *angemessen im engeren Sinne* sein. Gemessen an der Bedeutung des Ziels – dem Umweltschutz – spricht viel dafür, dass dies auch verbunden mit einer weiteren graduellen Steigerung der THG-Reduktionsverpflichtung angemessen ist.

#### **bb) Beihilfenrecht**

Eine THG-Minderungsverpflichtung könnte grundsätzlich keine Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV darstellen. Eine Beihilfe liegt vor, wenn einem bestimmten Unternehmen oder Produktionszweig ein Vorteil gewährt wird, es sich um eine staatliche Maßnahme oder eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel handelt, die dem Staat zuzurechnen ist, die Maßnahme den Wettbewerb verfälscht oder zu verfälschen droht und diese geeignet ist, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.<sup>137</sup>

Zwar soll die THG-Minderungsverpflichtung den Anteil an grünem Wasserstoff steigern und begünstigt damit mittelbar die Unternehmen, die grünen Wasserstoff herstellen. Gegen das Vorliegen einer Beihilfe spricht aber, dass diese Begünstigung nicht unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt wird.<sup>138</sup> Auch die bei Verfehlung der THG-Minderungsverpflichtung vorgesehene Sanktionierung stellt wohl keine Beihilfe dar, da bei dieser Maßnahme der Sanktionscharakter im Vordergrund steht und nicht die Begünstigung einzelner Unternehmen. Es ist nicht auszuschließen, dass THG-Minderungsverpflichtungen aber doch auch als Beihilfe angesehen werden können.

---

<sup>137</sup> EuGH, Urteil vom 19.12.2018, C-374/17, Rn. 19.

<sup>138</sup> EuGH, Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, Rn. 48.

**b) Sekundärrecht****aa) Strom- und EnergiesteuerRL, VerbrauchssteuersystemRL**

Fraglich ist, ob die Vorgaben der Strom- und Energiesteuerrichtlinie oder der Verbrauchssteuerrichtlinie für die Einführung einer solchen THG-Minderungspflicht zu beachten wären. Voraussetzung hierfür wäre, dass die THG-Minderungspflicht eine Steuer im Sinne der genannten Richtlinien darstelle. Eine Steuer zeichnet sich dadurch aus, dass eine Geldleistung ohne Anspruch auf eine Gegenleistung mit Finanzierungsfunktion auferlegt wird.<sup>139</sup> Diese Voraussetzungen sind durch die THG-Minderungspflicht aber nicht erfüllt, da diese keine vom Staat einseitig auferlegte Geldleistungspflicht statuiert und die Mittel auch nicht in den Staatshaushalt zurückfließen. Auch eine ggf. implementierte Strafzahlung im Falle der Nichterfüllung der THG-Minderungspflicht stellt wohl keine Steuer oder Abgabe dar, weil hier der Sanktionscharakter im Vordergrund steht. Ein anderes Ergebnis würde sich auch nicht daraus ergeben, dass die Verpflichteten die Mehrbelastung aus der THG-Minderungspflicht auf die Verbraucher weiterreichen können. Der EuGH hat nämlich entschieden, dass allein der Umstand, dass eine Belastung auf den Endverbraucher abgewälzt werden kann, für sich genommen, noch nicht genügt, um eine Maßnahme als Abgabe einzuordnen.<sup>140</sup> Dies gilt insbesondere, wenn keine Verpflichtung besteht, den Mehrbetrag an den Verbraucher weiterzureichen. Eine Abgabe sei vielmehr erst dann gegeben, wenn eine einseitig per Gesetz auferlegte, von den Verbrauchern zu zahlende Belastung vorliegt.<sup>141</sup> Da die THG-Minderungspflicht weder eine Steuer noch eine Abgabe darstellt, sind insoweit auch nicht die Vorgaben der Verbrauchssteuersystemrichtlinie zu beachten.<sup>142</sup>

**bb) Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)**

Die RED II definiert den europäischen Rechtsrahmen zur Förderung erneuerbarer Energien. Nach einem Entwurf für die Novellierung dieser Richtlinie soll der Anteil strombasierter Kraftstoffe („renewable fuels of non-biological origin“)<sup>143</sup> an dem im Industriesektor eingesetzten Wasserstoff bis 2030 50 % betragen. Wasserstoff fällt dabei unter den in Art. 25 Abs. 1 Buchstabe a) Richtlinie (EU) 2018/2001 aufgeführten Begriff „gasförmiger Kraftstoff nicht biogenen Ursprungs“, sofern er mittels Elektrolyse aus Wind- oder PV-Strom erzeugt worden ist.<sup>144</sup>

<sup>139</sup> Seiler, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, „Das Recht der EU“, Art. 113 AEUV, Rn. 18 ff..

<sup>140</sup> EuGH, Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, Rn. 71.

<sup>141</sup> EuGH, Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, Rn. 69-70.

<sup>142</sup> EuGH, Urteil vom 20.09.2017, C-215/16.

<sup>143</sup> Zukünftig unter einer RED III ggf. breit Brennstoff oder sonstigem Einsatzstoff.

<sup>144</sup> Hoffmann, „Grüner Strom im Kraftstoffmarkt – Was bringt die RED II?“, ZNER 300 (302).

Art. 27 RED II und Erwägungsgrund 90 RED II bestimmen unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff auf die europäischen Zielvorgaben anrechnungsfähig ist. Art. 27 ist bisher unmittelbar nur für den Verkehrssektor anzuwenden, soll nach dem bereits angesprochenen Novellierungsentwurf aber auf alle Sektoren ausgeweitet werden.<sup>145</sup> Unter welchen Voraussetzungen danach eine Anrechenbarkeit auf die Zielvorgabe nach Art. 25 RED II möglich ist, regeln Art. 27 und Erwägungsgrund 90 der RED II. Diese Vorgaben werden durch einen delegierten Rechtsakt konkretisiert, der aktuell noch immer nicht konsultiert und final beschlossen wurde. Art. 27 RED II i.V.m. dem delegierten Rechtsakt<sup>146</sup> der Kommission stellen hier voraussichtlich spezifische Anforderungen<sup>147</sup> an den grünen Strombezug für grünen Wasserstoff, die nach dieser Regelung zunächst aber lediglich für den Verkehrssektor greifen. Die Anforderungen betreffen die zunächst Zusätzlichkeit der Stromerzeugung, also das Verhältnis der Inbetriebnahmezeitpunkte von Elektrolyseur und beliefernder grüner Stromerzeugungsanlage.<sup>148</sup> Weiter müssen grüner Strom und grüner Wasserstoff im Grundsatz gleichzeitig erzeugt werden.<sup>149</sup> Schließlich müssen Anforderungen an die räumliche Nähe von Stromerzeugung und Wasserstoffherzeugung eingehalten werden, um die Systemintegration der Elektrolyseure in das Stromnetz sicherzustellen.<sup>150</sup> Der aktuelle Entwurf zur Novellierung der RED II, der so genannte RED III-Entwurf, sieht vor, den Anwendungsbereich von Art. 27 RED II/III künftig sektoral wesentlich auszuweiten. Dann würden auch die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts über den Verkehrssektor hinaus wirken. Darüber hinaus sollen die Mitgliedstaaten nach Art. 22a RED III-Entwurf verpflichtet werden, dafür zu sorgen, dass der Anteil grünen Wasserstoffs nicht biogenen Ursprungs in der Industrie 2030 mindestens 50 % beträgt.<sup>151</sup>

---

<sup>145</sup> Vgl. Art. 27 des Richtlinienentwurfs v. 14.07.2021, COM (2021) 557 final.

<sup>146</sup> Bei Redaktionsschluss liegt dieser erst in einer dritten Entwurfsfassung (DA-E) vor, die Endfassung soll aber noch im 1. Quartal 2022 veröffentlicht werden.

<sup>147</sup> Vgl. die Kritik dieser Regelungen oben, Teil 3, D, 1. 1), bei der Darstellung der Hemmnisse für den Aufbau einer grünen Stahlerzeugung.

<sup>148</sup> Dabei ist bei Netzbezug des Stroms keine ganz strenge Gleichzeitigkeit erforderlich, sondern ein 24 Monats-Zeitraum sowie weitere Öffnungsoptionen, vgl. Art. 4, 1. a) Delegierter Rechtsakt (Entwurfsfassung Januar 2022, DA-E). Die Regelungen greifen ab 2026, vgl. Art. 5 DA-E.

<sup>149</sup> Art. 4, 1. b) DA-E spricht insoweit von derselben Kalenderstunde, sieht aber auch eine Lockerung über eine Betriebsstundenzahl vor, die sich in Abhängigkeit von der Grünstromanteil im betroffenen Mitgliedstaat in letzten und vorletzten Jahr ergibt.

<sup>150</sup> Art. 4, 1. c) sowie 3. und 4. DA-E.

<sup>151</sup> Art. 22a des Richtlinienentwurfs v. 14.07.2021, COM (2021) 557 final.

### 3) Vereinbarkeit mit dem Verfassungsrecht

#### a) Berufsfreiheit, Art. 12 GG

Die THG-Minderungspflicht für grünen Wasserstoff in der Industrie oder speziell für den Einsatz in der Direktreduktion von Stahl müsste darüber hinaus mit den Grundrechten vereinbar sein. Dabei wäre zunächst die Vereinbarkeit mit **Art. 12 GG** sicherzustellen. Die THG-Minderungspflicht verpflichtet die Inverkehrbringer von Gas (ggf.) zum beschriebenen Zweck zu einem bestimmten Anteil grünen Wasserstoff beizumischen. Sie stellt damit eine Regelung mit berufsregelnder Tendenz dar, die verbindliche Vorgaben an das „wie“ der beruflichen Tätigkeit der Gasproduzenten stellt. Die Verpflichtung der Inverkehrbringer, den teureren grünen Wasserstoff in Verkehr zu bringen, stellt zudem einen mittelbaren Grundrechtseingriff dar. Dieser Eingriff wäre jedoch voraussichtlich eine zulässige Berufsausübungsregelung, soweit diese verhältnismäßig ist: Als *legitimer Zweck* dient die THG-Minderungspflicht dem Umweltschutz. Diese ist darüber hinaus nach unserer Einschätzung auch ein *geeignetes Mittel*, um den Einsatz emissionsarmer Technologien zu fördern. Es spricht viel dafür, dass die THG-Minderungspflicht darüber hinaus auch *erforderlich* ist, d.h. ein milderer, gleich wirksames Mittel besteht nicht. Zwar kommen für eine Verringerung der Emissionen auch andere Maßnahmen in Betracht (z. B. Förderung der Elektromobilität oder der Einsatz biogener Kraftstoffe in Verbrennungsfahrzeugen). Diese sind aus den oben benannten Gründen aber nicht gleich wirksam. Die THG-Minderungspflicht wäre wohl schließlich auch angemessen. Wie bereits dargelegt dient die THG-Minderungspflicht dem Umweltschutz gemäß Art. 20a GG. Hierbei handelt es sich um ein herausragendes Gut mit Verfassungsrang, dass – vom Grundsatz her - auch größere Grundrechtseingriffe rechtfertigen kann.<sup>152</sup> Die bisher geplante Höhe der THG-Minderungspflicht (3-5%) lässt darüber hinaus auf eine lediglich als mittel einzustufende Eingriffsintensität schließen. Auch steht dem Gesetzgeber bei der Neuordnung oder Umgestaltung eines Rechtsgebietes ein weiter Entscheidungsspielraum zu.<sup>153</sup> Der Grundsatz des Vertrauensschutzes wäre in der Regel nur dann bedeutsam, wenn der Gesetzgeber insoweit einen besonderen Vertrauensschutztatbestand geschaffen hat, wofür es vorliegend keine Anhaltspunkte gibt.

#### b) Gleichbehandlungsgrundsatz, Art. 3 GG

Die THG-Minderungspflicht müsste darüber hinaus mit dem Gleichbehandlungsgrundsatz aus Art. 3 GG vereinbar sein. Dieser verbietet eine nicht zu rechtfertigende Ungleichbehandlung von wesentlich Gleichem. Die Rechtfertigungsanforde-

<sup>152</sup> Jarass, in Jarass/Pieroth, in GG-Kommentar, 10. Aufl., Art. 20a GG, Rn. 15.

<sup>153</sup> Jarass, in Jarass/Pieroth, in GG-Kommentar, 10. Aufl., Art. 14 GG, Rn. 45.

rungen unterscheiden sich danach, ob eine sachbezogene und personenbezogene Ungleichbehandlung vorliegt. Im ersten Fall genügt ein sachlicher Grund („Willkürformel“), im letzten Fall sind die Rechtfertigungsanforderungen höher („Verhältnismäßigkeitsprüfung“).<sup>154</sup>

Eine rechtfertigungsbedürftige Ungleichbehandlung stellt hier die Förderung von grünem Wasserstoff gegenüber biogenen erneuerbaren Energieträgern sowie fossilen Energieerzeugnissen dar. Diese – jeweils als sachbezogen einzustufende – Ungleichbehandlungen lassen sich aber voraussichtlich durch den Umweltschutz rechtfertigen. Denn die Substitution fossiler Energieträger dient der Vermeidung von Treibhausgasemissionen und damit dem Umweltschutz. Darüber hinaus ist die Verfügbarkeit von nachhaltig produzierter Biomasse begrenzt und deren Einsatz zumindest mittel- bis langfristig im Industriesektor erforderlich. Stellt sich entgegen den hier gemachten Annahmen heraus, dass andere Antriebstechnologien einen vergleichbaren Beitrag zum Klima-, Umweltschutz und zur Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern leisten können, könnte unter Umständen die Ausweitung der THG-Minderungspflicht auch auf derartige Alternativen in Betracht gezogen werden. Auch die Ungleichbehandlung in Folge der Förderung der grünen gegenüber der fossilen Wasserstoffherzeugung lässt sich durch den Umweltschutz gemäß Art. 20a GG rechtfertigen.

#### 4) Ausgestaltungsoptionen

Außerdem müsste ein Nachweissystem für den Nachweis der grünen Eigenschaft des Wasserstoffs eingeführt werden, der in der Stahlerzeugung oder breiter in der Industrie als Industriegas eingesetzt werden soll. Denkbar sind zum einen Massenbilanzierungssysteme oder Herkunftsnachweise. Die Massenbilanzierung findet zum Beispiel bei Biokraftstoffen Anwendung und sichert dort auch bei der Vermischung nachhaltiger Biomasse mit anderen Mengen die Verwendbarkeit des Mengenäquivalents, welches dann als nachhaltige Biomasse gilt, auch wenn sich nach der Vermischung nachhaltige und nicht nachhaltige Biomasse tatsächlich nicht mehr trennen lassen.<sup>155</sup> Ein Herkunftsnachweis ist ein elektronisches Dokument, das dazu dient, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.<sup>156</sup> Im Unterschied zum Massenbilanzierungssystem wird bei Herkunftsnachweisen die grüne Eigenschaft vom physikalischen Grundstoff

<sup>154</sup> Jarass, in Jarass, GG-Kommentar, 10. Auflage, Art. 3, Rn. 17ff.

<sup>155</sup> Thomas, Nachhaltigkeitsanforderungen für Bioenergie im Welthandelsrecht, 1. Auflage 2016, Seite 112.

<sup>156</sup> Henning/Ekardt, in Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, Erneuerbare-Energien-Gesetz Kommentar, 5. Auflage 2017, § 3, Rn.171, Seite 245.

Strom entkoppelt bzw. getrennt und kann separat gehandelt werden. Art. 19 Abs. 1 RED II verpflichtet Mitgliedstaaten nunmehr, die Herkunft der Energie, die von grünen Quellen produziert wurde, zu garantieren. Davon umfasst sind auch grüne Gase einschließlich Wasserstoff. Das Europäische Projekt *CertifHy* befasst sich schon gegenwärtig mit der Etablierung eines Herkunftsnachweisregister-Systems für grünen Wasserstoff auf europäischer Ebene.<sup>157</sup>

Eine THG-Minderungspflicht sollte darüber hinaus über ein Sanktionsmechanismus verfügen, der im Falle einer Nichterfüllung durch die Verpflichteten eingreift. Damit reizt eine THG-Minderungspflicht dann auch zum Zubau von Erzeugungskapazitäten für grünen Wasserstoff an. Entsprechend wäre dann auch die Strafzahlungshöhe zu bemessen, die über dem Marktpreis für grünen Wasserstoff liegen müsste. Wie bereits dargelegt, handelt es sich bei einer solchen Regelung u.E. weder um eine Beihilfe noch um eine Abgabe, sofern der Sanktionscharakter im Vordergrund steht und die Mittel nicht für eine aufgabenbezogene Finanzierung eingesetzt werden. Außerdem sollte die THG-Minderungspflicht über einen Revisionsmechanismus verfügen, der es bei Erreichen der Marktfähigkeit erlaubt, die Förderung einzustellen.

Vergleichbar mit der Treibhausgasminderungsquote in § 37a ff. BImSchG wäre es denkbar, einen sog. „Quotenhandel“ einzuführen (vgl. §§ 37a Abs. 6 und 7 BImSchG). In diesem Rahmen können die Verpflichteten die Erfüllung ihrer THG-Minderungsquotenpflicht auf einen Dritten übertragen. Dabei sollte der Handel aber nur zwischen Quotenverpflichteten möglich sein, um diese Nachweise nicht zu Spekulationsobjekten zu machen, was das Preisniveau letztlich zu Lasten der Endkunden von Gas unnötig in die Höhe treiben würden, die Mehrerlöse aber nicht der Transformation zugutekommen würden.

## 5) Ergebnis

Insgesamt wäre eine THG-Minderungsverpflichtung für die Stahlerzeugung vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung damit wohl mit dem europäischen und dem nationalen Recht vereinbar. Insbesondere handelt es sich hierbei wohl nicht um eine Beihilfe oder eine Steuer, sodass eine solche Regelung auch insoweit keinen einschränkenden Anforderungen unterliegen würde. Zu bedenken ist aber, dass eine solche THG-Minderungsverpflichtung weder (das wäre für eine verbraucherseitige Ausgestaltung relevant) eine Erzeugungsgarantie für entsprechend THG-reduzierten Stahl bietet, noch (bei einer erzeugerseitigen Pflicht) eine entsprechend Abnahmepflicht für grünen Stahl generiert. Hierbei handelt es um einen ge-

---

<sup>157</sup> <http://www.certifyhy.eu/>.

nerellen Nachteil von Quoteninstrumenten gegenüber Preisinstrumenten wie etwa dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, nach dem Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Abnahme- und Vergütungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber haben. Hierfür sind also ggf. ergänzende Instrumente erforderlich wie etwa Klimaschutzverträge (vgl. unten IV.). Oder eine THG-Minderungspflicht erweist sich vor diesem Hintergrund als ungeeignet und dann doch unzulässig.

### **III. Labelling von grünem Stahl**

#### **1) Instrumentenbeschreibung**

Gegenstand des nachfolgend näher beleuchteten Instruments ist die Kennzeichnungen industrieller Produkte – hier Stahl –, die mit erneuerbaren Energien (etwa unter Verwendung grünen Wasserstoffs) hergestellt werden (im Folgenden: Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte). Solche Kennzeichnungen können sowohl als ein verpflichtendes, als auch als ein freiwilliges Kennzeichnungssystem ausgestaltet sein. Sie können ferner entweder durch den Staat geschaffen und administriert sein oder aber in privatwirtschaftlicher Initiative und Trägerschaft erfolgen. Auch können Kennzeichnungen auf vielfältige Art ausgestaltet werden: über eine Bewertungsskala (z.B. ähnlich den Energieeffizienzklassen (A-G) bei Elektrogeräten), eine Zahl (z.B. CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Emission „im“ Produkt), einem prozentualen Anteil erneuerbarer Energien im Verhältnis zum Gesamtenergieeinsatz (z.B. zu 30% produziert aus Erneuerbaren Energien) oder auch in einem binären „ja/nein-Schema“ (z.B. Produktstandard für grüne Produkte wird erfüllt). Die Einführung solcher Kennzeichnung grüner Industrieprodukte kann zunächst in einzelnen Sektoren mit besonders hohem Energieeinsatz – hierzu zählt insbesondere der vorliegend untersuchte Bereich der Stahlindustrie – eingeführt und zu einem späteren Zeitpunkt auf weitere Industriesektoren ausgeweitet werden.

#### **2) Europarechtlicher Rahmen**

Das Recht der Europäischen Union beinhaltet bislang keinen kohärenten Rechtsrahmen für Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte. Die am 14.07.2021 veröffentlichten Entwurfsfassung für eine Novellierung der RED II<sup>158</sup> beinhaltet allerdings neue Vorgaben für die Kennzeichnung grüner Industrieprodukte wie z.B. für grünen Stahl.

---

<sup>158</sup> Vgl. zum Ganzen Art. 22a des Richtlinienentwurfs v. 14.07.2021, COM (2021) 557 final, abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf).

## a) Status Quo

Die **EU-Energielabel-Verordnung**<sup>159</sup> dient der Bereitstellung einheitlicher Produktinformationen zur Energieeffizienz, zum Verbrauch von Energie und anderen Ressourcen durch bestimmte Produktgruppen (z. B. Waschmaschinen, Fernseher, Heizungen) *während ihres Gebrauchs*, Art. 1 EU-Energielabel-VO. Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte zur Schaffung von Transparenz hinsichtlich des Energieverbrauchs **in der Herstellung** bzw. des CO<sub>2</sub>-Gehalts *der Grundstoffe* in Produkten sind hingegen von der Verordnung nicht umfasst.

Auch die **Ökodesign-Richtlinie**<sup>160</sup> schafft bislang keinen verbindlichen Rechtsrahmen für Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte. Die Richtlinie zielt zwar darauf ab, die Umweltauswirkungen energieverbrauchsrelevanter Produkte (ausgenommen Verkehrsmittel) unter Berücksichtigung ihres gesamten Lebenszyklus zu vermindern. Umweltauswirkungen sind dabei sämtliche, einem Produkt während seines Lebenszyklus ganz oder teilweise zurechenbaren Veränderungen der Umwelt, vgl. Art. 2 Nr. 12 Ökodesign-Richtlinie. Auch CO<sub>2</sub>- und sonstige THG-Emissionen stellen Umweltauswirkungen dar (vgl. Art. 11 AEUV). Ferner gehören nach Anhang 1 Teil 1 der Richtlinie zu den Lebenszyklen eines energieverbrauchsrelevanten Produkts auch die durch eine Kennzeichnung grüner Produkte in den Blick zu nehmenden frühen Phasen der „Auswahl und des Einsatzes von Rohmaterialien“.

Folglich dürften auch die Umweltauswirkungen von Grundstoffen (wie z.B. Stahl) für die Herstellung energieverbrauchsrelevanter Produkte grundsätzlich der Ökodesign-Richtlinie unterfallen. Stahl dürfte allerdings kein „Produkt“ im Sinne der Ökodesign-Richtlinie darstellen. Denn nach Art. 2 Nr. 1 Ökodesign-Richtlinie sind (neben energieverbrauchenden und energieverbrauchsrelevanten Produkten) zwar auch Teile, die zum Einbau in ein unter diese Richtlinie fallendes energieverbrauchsrelevantes Produkt bestimmt sind, „Produkte“ im Sinne der Richtlinie. Dies allerdings nur dann, wenn dieses als Einzelteile für Endnutzer in Verkehr gebracht werden. Diese Voraussetzungen dürften mit Blick auf Stahl wohl eher nicht erfüllt sein.

---

<sup>159</sup> Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2017 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung und zur Aufhebung der Richtlinie 2010/30/EU.

<sup>160</sup> Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte. Die Umsetzung ins deutsche Recht erfolgte im Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG). Siehe hierzu u. a.: *Dietrich*, Das Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz – Deutscher Rechtsrahmen für Europäische Ökodesign-Vorschriften, NVwZ 2012, S. 598 ff.

Stahl dürften allerdings möglicherweise „Bauteil“ im Sinne der Richtlinie sein, vgl. Art. 2 Nr. 2 Ökodesign-Richtlinie. Nach Art. 11 Ökodesign-Richtlinie können u. a. Hersteller solcher Bauteile durch Durchführungsmaßnahmen dazu verpflichtet werden, dem Hersteller eines von den Durchführungsmaßnahmen erfassten Produkts relevante Angaben zur Materialzusammensetzung sowie zum Verbrauch von Energie, Materialien und/oder Ressourcen hinsichtlich der betreffenden Bauteile oder Baugruppen (hier: Stahl) zu machen. Unter diesem Gesichtspunkt könnte die Ökodesign-Richtlinie möglicherweise als Rechtsgrundlage für die Einführung von Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte herangezogen werden. Zu beachten wäre freilich, dass durch die Ausklammerung von Verkehrsmitteln aus der Ökodesign-Richtlinie eine Kennzeichnung grünen Stahls zur Verwendung z.B. im Automobilsektor auf dieser Grundlage nicht möglich sein dürfte.

Auch ist zu beachten, dass die Ökodesign-Richtlinie eine Rahmenrichtlinie darstellt. D. h. die konkreten Voraussetzungen für die verschiedenen Produktgruppen werden im Rahmen des sog. Komitologieverfahrens in Durchführungsrechtsvorschriften der Kommission nach Art. 15 i. V. m. Art. 19 Abs. 3 Ökodesign-RL festgelegt. Soweit ersichtlich existieren bislang keine Durchführungsrichtlinien hinsichtlich der hier interessierenden „frühen“ Ökodesign-Parameter.

Zu beachten ist schließlich auch, dass die Ökodesign-Richtlinie neben gegebenenfalls weiterer Legislativvorschläge der Kommission – im Rahmen der „Initiative für nachhaltige Produkte“<sup>161</sup> – zwar überarbeitet werden soll, um in der EU in Verkehr gebrachte Produkte nachhaltiger zu machen. Ziel dieser Initiative der Kommission ist dabei, die Langlebigkeit, Wiederverwendbarkeit, Reparierbarkeit, Recyclingfähigkeit von energieverbrauchsrelevanten Produkten zu verbessern und deren Energieeffizienz zu erhöhen. Auch sollen schädliche Chemikalien in Produkten wie u. a. Stahl in den Blick genommen werden. Anzeichen dafür, dass die Kommission eine Kennzeichnung grüner Industrieprodukte auf Basis einer ggf. novellierten Ökodesign-Richtlinie in den Blick nimmt, sind allerdings, soweit uns bekannt, nicht ersichtlich.

## **b) Entwurf für die RED III**

Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte sind allerdings, wie eingangs bereits angedeutet, Gegenstand des am 14.07.2021 veröffentlichten Entwurfs für eine Novellierung der RED II (im Folgenden: RED III-Entwurf). So heißt es in dem – im Zusammenhang mit der unter II. bereits thematisierten THG-Minderungspflicht für

---

<sup>161</sup> Vgl. hierzu die Verlautbarungen der Kommission zur „Initiative für nachhaltige Produkte“, abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12567-Initiative-fur-nachhaltige-Produkte\\_de](https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12567-Initiative-fur-nachhaltige-Produkte_de).

grünen Wasserstoff bereits angesprochenen – Artikel 22a des RED III-Entwurfs mit der Überschrift „*Mainstreaming renewable energy in industry*“:

*„2. Member States shall ensure that industrial products that are labelled or claimed to be produced with renewable energy and renewable fuels of non-biological origin shall indicate the percentage of renewable energy used or renewable fuels of nonbiological origin used in the raw material acquisition and pre-processing, manufacturing and distribution stage, calculated on the basis of the methodologies laid down in Recommendation 2013/179/EU<sup>27</sup> or, alternatively, ISO 14067:2018.“*

Vorausgesetzt dieser Art. 22a (2) RED III-Entwurf tritt in der vorstehenden Form in Kraft, dürfte dieser den europarechtlicher Rahmen für die Kennzeichnung grüner Industrieprodukte abstecken. Im Rahmen einer ersten Bewertung dieses Art. 22a (2) RED III-Entwurf können folgende Punkte vorläufig festgehalten werden:

- Im Wesentlichen zielt Art. 22a (2) RED III-Entwurf darauf ab, europaweit **methodische Standards** für Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte durch einen (statischen) Verweis auf die Empfehlung 2013/179/EU bzw. den Standard ISO 14067:2018 („Treibhausgase - Carbon Footprint von Produkten - Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung“) vorzugeben. Mit Blick auf die Empfehlung 2013/179/EU dürfte insbesondere auf die methodischen Vorgaben zur Berechnung des Umweltfußabdrucks von Produkten (Product Environmental Footprint, PEF) in Anhang II der Empfehlung Bezug genommen sein.

Zweck eines solchen europaweiten, methodischen Standards ist die Schaffung eines einheitlichen und kohärenten Marktes für diejenigen Unternehmen, die Produkte und Dienstleistungen aus erneuerbaren Energien anbieten, ohne hierbei allerdings ein europaweites Kennzeichnungssystem zu etablieren.<sup>162</sup> Gleichzeitig zielen die einheitlichen methodischen Standards darauf ab, Täuschungen hinsichtlich der „Grünheit“ von Produkten zu vermeiden und damit das Vertrauen von Verbrauchern in solche Kennzeichensysteme zu stärken.<sup>163</sup> Letztlich dürften daher die Vorgaben in Art. 22a (2) RED III-Entwurf auf eine Stärkung der Warenverkehrsfreiheit, Art. 34 AEUV, abzielen.

<sup>162</sup> Vgl. Begründung auf S.8 des „Explanatory Memorandum“ zum RED III-Entwurf. Wäre von der Kommission ein europaweites Kennzeichnungssystem bezweckt, so wären die Vorgaben wohl nicht Gegenstand des hiesigen Art. 22a (2) RED III-Entwurf, sondern Bestandteil eines Verordnungsvorschlags der Europäischen Union, der unmittelbare Geltung in den Mitgliedstaaten beansprucht.

<sup>163</sup> Vgl. Erwägungsgrund 21 des RED III-Entwurfs.

- Weiter macht Art. 22a (2) RED III-Entwurf (Mindest-)Vorgaben dahingehend, dass Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte mittels **Angabe des prozentualen Anteils erneuerbarer Energien im Verhältnis zum Gesamtenergieeinsatz** zu erfolgen haben. Andere, ebenfalls denkbare Kennzeichnungsarten wie etwa eine Bewertungsskala (z.B. ähnlich den Energieeffizienzklassen (A-G) bei Elektrogeräten), einer Zahl (z.B. CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Emission „im“ Produkt) oder auch ein binäres „ja/nein-Schema“ (z.B. Produktstandard für grüne Produkte wird erfüllt) dürften daher voraussichtlich nicht mit den Vorgaben des Art. 22a (2) RED III-Entwurf vereinbar sein.
- Eine **Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte bezogen auf einzelne Industriesektoren einzuführen**, dürfte Art. 22a (2) RED III-Entwurf nicht beinhalten. Vielmehr macht die Regelung lediglich Vorgaben für den Fall, dass solche Kennzeichnungssysteme in einem Mitgliedstaat neu eingeführt werden bzw. solche bereits existieren. Deutlich wird dies u.E. an der Formulierung „*Member States shall ensure that industrial products that are labelled or claimed to be produced with renewable energy and renewable fuels of non-biological origin [...].*“ Auch aus den Erwägungsgründen zum RED III-Entwurf bzw. aus dem begleitenden „Commission Staff Working Document“<sup>164</sup> ergibt sich nicht, dass Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte – im Sinne einer Mindestharmonisierung – verpflichtend durch die Mitgliedstaaten einzuführen wären.

Art. 22a (2) RED III-Entwurf dürfte ebenfalls nicht darauf abzielen, dass **neue Kennzeichnungssysteme grüner Industrieprodukte** eingeführt werden.<sup>165</sup> Auch bereits existierende Kennzeichnungssysteme können unter Art. 22a (2) RED III-Entwurf fortgeführt werden, müssen allerdings u. U. an die europaweiten, methodischen Standards angepasst werden. Hierüber dürften die Mitgliedstaaten im Rahmen der Richtlinien-Umsetzung zu wachen haben.

Auch dürfte es den Mitgliedstaaten vorbehalten sein, darüber zu befinden, ob Kennzeichnungssysteme **verpflichtend oder freiwillig** ausgestaltet werden. Deutlich wird allerdings, dass die Kommission im Falle verpflichtend

<sup>164</sup> Dieses „Commission Staff Working Document“ ist dem am 14.07.2021 veröffentlichten RED III-Entwurf auf den S. 67 ff. beigefügt.

<sup>165</sup> Vgl. „Commission Staff Working Document“ zum RED III-Entwurf, S. 172: „*As such, the RED III would not propose any new labels, but ensure that any labels that are being developed are consistent and use the same criteria.*“

tender Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte einen erhöhten Rechtfertigungsbedarf mit Blick auf das WTO-Recht sehen dürfte.<sup>166</sup>

Schließlich dürfte Art. 22a (2) RED III-Entwurf nicht vorschreiben, dass Kennzeichnungssysteme, soweit diese in Mitgliedstaaten eingeführt werden bzw. bereits existieren, notwendigerweise durch ein staatliches Kennzeichnungssystem zu erfolgen haben. Auch ein Kennzeichnungssystem in privater Trägerschaft dürfte unter Art. 22a (2) RED III-Entwurf möglich sein. Den Mitgliedstaaten dürfte mit Blick auf Kennzeichnungssysteme in privater Trägerschaft jedoch die Verpflichtung zukommen, die Einhaltung der Vorgaben aus Art. 22a (2) RED III-Entwurf sicherzustellen, was eine Einwirkungsbefugnis des Staates auf privater Rechtsträger implizieren dürfte.

### 3) WTO-Recht

Werden in einem Mitgliedstaat Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte etabliert, so müssen diese WTO-rechtlichen Anforderungen genügen. Zu berücksichtigen ist insoweit das Übereinkommen über technische Handelshemmnisse (**TBT-Übereinkommen**; hierzu unter a)) als auch das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (GATT 1994; hierzu unter b)).

#### a) TBT-Übereinkommen

Mit Blick auf das TBT-Übereinkommen ist zunächst zwischen obligatorischen und fakultativen Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte zu differenzieren.

##### aa) Verpflichtend ausgestaltete Kennzeichnungssysteme

**Verpflichtend ausgestaltete Kennzeichnungssysteme** grüner Industrieprodukte könnten in den Anwendungsbereich des TBT-Übereinkommens fallen. Dieses umfasst alle „Waren einschließlich Industrieprodukte und landwirtschaftliche Erzeugnisse“ (Art. 1.3 TBT-Übereinkommen) und beinhaltet Regeln, die bei der Einführung technischer Vorschriften, Normen und Konformitätsbewertungsverfahren zu beachten sind. „Technische Vorschrift“ im Sinne des Übereinkommens ist ein Dokument, das verbindliche Bedingungen festlegt, wobei „Kennzeichnungserfordernisse“ explizit genannt werden, vgl. Art. 1.2 i. V. m. Anhang 1.1 TBT-Übereinkommen. **Obligatorische Kennzeichnungen** grüner Industrieprodukte dürften demnach als „technische Vorschrift“ einzustufen sein.

<sup>166</sup> Vgl. Begründung auf S. 8 des „Explanatory Memorandum“ zum RED III-Entwurfs: „Any mandatory labelling would need to be carefully designed to ensure compatibility with WTO rules.“ Siehe hierzu weiterführend unter C.

Umstritten ist, ob der Anwendungsbereich des TBT-Übereinkommen auf sog. **produktbezogene Prozess- und Produktionsmethoden (PPM)** begrenzt ist oder auch **nicht-produktbezogene PPM** umfasst.<sup>167</sup> Nicht-produktbezogene PPM sollen solche sein, die keine spürbaren Auswirkungen auf das Produkt haben. Beispiele hierfür sind u. a. freiwillige Kennzeichen wie "Freilandhaltung", "Bio" oder "Fairer Handel". Zu berücksichtigen ist insoweit allerdings, dass „spürbare Auswirkungen auf ein Produkt“ ein wenig trennscharfes Kriterium ist. Außerdem dürfte die Kennzeichnung des CO<sub>2</sub>-Gehalts eines Grundstoffs – jedenfalls mittelbar aufgrund der damit intendierten Steuerung des Verbraucherverhaltens – durchaus Auswirkungen auf die Marktabsatzchancen eines Endprodukts, das von der Kennzeichnungspflicht umfasste Grundstoffe beinhaltet, haben. In Anbetracht dessen wird vorliegend davon ausgegangen, dass Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte als produktbezogene PPM einzustufen wären und demnach dem TBT-Übereinkommen unterfallen.

Obligatorische Kennzeichnungen müssen als „technische Vorschriften“ den **Vorgaben aus Art. 2 TBT-Übereinkommen** genügen. Demnach soll zwar kein Land durch das Übereinkommen gehindert werden, notwendige Maßnahmen zum Schutz von Leben und Gesundheit von Menschen, Tieren oder Pflanzen sowie zum Schutz der Umwelt zu treffen. Hierauf gestützte „technische Vorschriften“ dürfen den Handel jedoch nicht stärker beschränken, als zur Zielerreichung erforderlich. Außerdem müssen die Maßnahmen transparent und nicht diskriminierend sein. Ob obligatorische Kennzeichnungen diese Grenzen des Erforderlichen einhalten und nicht diskriminierend wirken, hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Für eine Vereinbarkeit obligatorischer Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte mit den Vorgaben aus Art. 2 TBT-Übereinkommen dürfte sprechen, dass diese nur die Bezifferung des CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Gehalts z. B. von Stahl bezwecken, den Handel mit CO<sub>2</sub>-intensiven Industrieprodukten aber nicht grundsätzlich ausschließen.

Mit Blick auf die Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte **zugrunde liegenden methodischen Standards** zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Tracking) sind die **Vorgaben zu den Konformitätsbewertungsverfahren** zu beachten. Nach Art. 6.1 TBT-Übereinkommen haben die Vertragsstaaten u. a. Konformitätsbewertungsverfahren anderer Mitglieder anzuerkennen, auch wenn diese von den eigenen abweichen. Eine Anerkennung kann allerdings an die Einhaltung der inländischen technischen Vorschriften und Normen geknüpft werden. Auch hierauf dürfte im Rahmen der konkreten Ausgestaltung zu achten sein. In Anbetracht dessen, dass durch Art. 22a (2) RED III-Entwurf die methodischen Standards zur Quantifi-

---

<sup>167</sup> Vgl. hierzu *Tietje*, in: Grabitz/Hilf, Das Recht der Europäischen Union, 40. Aufl. 2009, E29, Rn. 126 ff.

zierung der CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Fracht eines Industrieprodukts europaweit verbindlich festgelegt sein dürften, wäre die Einhaltung der Vorgaben aus Art. 6.1 TBT-Übereinkommen wohl zuvörderst auf europäischer Ebene sicherzustellen.

Auch das **Notifizierungsverfahren** muss eingehalten werden: Nach dem TBT-Übereinkommen müsste eine geplante Regelungen zur Einführung obligatorischer Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte der WTO vorgelegt und durch diese notifiziert werden.

#### **bb) Freiwillig ausgestaltete Kennzeichnungssysteme**

Auch freiwillig ausgestaltete Kennzeichnungssysteme grüner Industrieprodukte dürften in den Anwendungsbereich des TBT-Übereinkommen fallen. Denn **fakultative Kennzeichnungen** dürften den „Normen“ im Sinne des TBT-Übereinkommens zuzuordnen sein. „Normen“ sind von einer anerkannten Stelle genehmigte, unverbindliche Festlegungen, vgl. Art. 1.2 i. V. m. Anhang 1.2 TBT-Übereinkommen.

Eine Vereinbarkeit von freiwillig ausgestalteten Kennzeichnungssystemen dürfte jedoch einfacher zu bewerkstelligen sein, als obligatorische Kennzeichnungen. Denn fakultative Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte dürften als „Normen“ lediglich dem „**Verhaltenskodex**“ gem. Art. 4.1 i. V. m. Anhang 3 TBT-Übereinkommen, nicht allerdings den Vorgaben aus Art. 2 TBT-Übereinkommen unterliegen.

#### **b) GATT 1994**

Daneben dürften jedenfalls obligatorische Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte auch dem Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen (GATT 1994) unterliegen. Insbesondere die Meistbegünstigungsklausel in Art. I:1 GATT 1994 und das Diskriminierungsverbot in Art. III:4 GATT 1994 sind zu beachten. Im Fall eines Verstoßes gegen Regelungen des GATT 1994 durch Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte kann eine Rechtfertigung nach Art. XX lit. b) oder g) GATT 1994 in Betracht kommen.

Fakultative Kennzeichnungen in rein privater Trägerschaft (z.B. von Branchenverbänden) dürften hingegen nicht dem GATT 1994 unterliegen. Denn nur staatliche Maßnahmen können einen Verstoß gegen das GATT 1994 begründen.<sup>168</sup>

---

<sup>168</sup> Tietje, in: Grabitz/Hilf, Das Recht der Europäischen Union, 40. Aufl. 2009, E29, Rn. 141.

#### 4) Nationales Verfassungsrecht

Art. 22a (2) RED III-Entwurf dürfte – wie dargelegt – lediglich einen europaweit einheitlichen methodischen (Mindest-)Standard hinsichtlich Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte begründen. Im Übrigen belässt der RED III-Entwurf und, soweit ersichtlich, auch das übrige Unionsrecht den einzelnen Mitgliedstaaten Umsetzungsspielräume. Insoweit sind etwaige staatliche Maßnahmen nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) auch am Maßstab des Grundgesetzes, insbesondere der Grundrechte, zu messen.<sup>169</sup>

##### a) Staatszielbestimmung Umweltschutz (Art. 20a GG) und grundrechtliche Schutzpflicht

Art. 20a GG definiert den Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen auch in Verantwortung für die künftigen Generationen als **Staatsziel**. Ferner beinhaltet auch das Recht auf Leben und körperliche Unversehrtheit (Art. 2 Abs. 2 S. 1 GG) in seiner objektiv-rechtlichen Dimension eine **grundrechtliche Schutzpflicht** zum Schutz der menschlichen Lebensgrundlagen. Sowohl die Staatszielbestimmung Umweltschutz als auch grundrechtlichen Schutzpflichten sind allerdings nur objektives Verfassungsrecht. D. h., sie beinhalten in erster Linie an den Gesetzgeber gerichtete Verfassungsaufträge hinsichtlich des „Ob“ staatlichen Schutzes der natürlichen Lebensgrundlagen. Hinsichtlich des „Wie“ staatlichen Schutzes steht dem demokratisch legitimierten Gesetzgeber im Übrigen ein **weiter Gestaltungsspielraum** zu.

Konkrete verfassungsrechtliche Vorgaben resultieren daher weder aus dem Staatsziel Umweltschutz noch aus der grundrechtlichen Schutzpflicht zum Schutz der menschlichen Lebensgrundlagen. D. h. eine konkrete Verpflichtung des Staates zur Einführungen eines Systems zur Kennzeichnung grüner Industriestoffe kann hieraus nach unserem Verständnis nicht abgeleitet werden. Auch lässt sich Art. 20a GG nicht entnehmen, dass Aufgaben des öffentlichen Umweltschutzes stets in **eigener Erfüllungsverantwortung** durch den Staat selbst wahrgenommen werden müssten. Vielmehr kann dieser insoweit auch auf **gesellschaftliche Selbstregulierungskräfte** zurückgreifen.<sup>170</sup> Hieran dürfte auch der erst kürzlich ergangene BVerfG-Beschluss vom 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 – zum Klimaschutzgesetz nichts grundlegend verändert haben.

<sup>169</sup> Vgl. u. a. BVerfG, Beschluss vom 6. November 2019 - 1 BvR 16/13 - Recht auf Vergessen I.

<sup>170</sup> *Schulze-Fielitz*, in: Dreier, GG, Art. 20a, Rn. 58; grundlegend: *Hoppe*, VVDStRL 38 (1980), S. 81

## b) Grundrechte als Grenzen der Kennzeichnung grüner Industrieprodukte

Grundrechtsfragen dürften Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte im Übrigen hinsichtlich der Kernfunktion der Grundrechte als staatsgerichtete Abwehrrechte hervorrufen. Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte berühren jedenfalls die **Berufsausübungsfreiheit** von Unternehmen und dürften demnach dem einheitlichen Schutzbereich des Art. 12 Abs. 1 S. 1 GG unterfallen.<sup>171</sup> In der **Glykol-Entscheidung** hat das BVerfG zwar staatliches Informationshandeln als nicht vom „Gewährleistungsgehalt“ des Art. 12 Abs. 1 GG umfasst erachtet, worunter möglicherweise auch Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte gefasst werden könnten. Dieser Ansatz zur Schutzbereichsverengung des Art. 12 Abs. 1 GG ist jedoch ganz überwiegend im Schrifttum auf Ablehnung gestoßen.<sup>172</sup> Auch das BVerfG selbst scheint sich von diesem Ansatz zwischenzeitlich wieder abgekehrt zu haben.<sup>173</sup>

Auch die **Eigentumsfreiheit** (Art. 14 Abs. 1 S. 1 GG) von Unternehmen ist gerade im Fall wirtschaftslenkender Maßnahmen häufig (neben der Berufsfreiheit) berührt, sofern neben den Erwerbchancen von Unternehmen auch das durch Art. 14 Abs. 1 GG geschützte, bereits Erworbene betroffen ist.<sup>174</sup> Zu beachten ist insoweit allerdings, dass Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte zwar mittelbar die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Herstellung z.B. von Stahl (und ggf. auch der Endprodukte) bezwecken, was sich nachteilig auf durch Unternehmen bereits getätigte Investitionen in Produktionsanlagen auswirken könnte. Ob dies allerdings dem Instrument der Kennzeichnung zuzurechnen ist, erscheint indes fraglich, da Kennzeichnungen nicht mit einem Verbot CO<sub>2</sub>-intensiver Produkte gleichgesetzt werden können. Auf die Eigentumsfreiheit wird daher im Folgenden nicht näher eingegangen.

Näherer Betrachtung bedarf indes die Frage, ob und, falls ja, inwiefern mit Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte überhaupt ein **Grundrechtseingriff** – hier in die Berufsfreiheit der betroffenen Unternehmen – einhergeht. Nach dem sog. modernen Eingriffsbegriff stellt jedes staatliche Handeln, das grundrechtlich geschütztes Verhalten erschwert, einen Grundrechtseingriff dar. Weitere Vorausset-

---

<sup>171</sup> Zum einheitlichen Schutzbereich der Berufsfreiheit: *Scholz*, in: Maunz/Dürig, Art. 12, Rn. 1. Zu beachten ist insoweit: Ausländern ist die Gewährleistung des Art. 12 GG versagt. Der Schutz der Berufsfreiheit erfolgt insoweit auf Grundlage der allgemeinen Handlungsfreiheit, Art. 2 Abs. 1 GG.

<sup>172</sup> *Ruffert*, in: Epping/Hillgruber, BeckOK Grundgesetz, Art. 12, Rn. 50.

<sup>173</sup> BVerfGE 148, 40 (51) – Verbraucherinformation.

<sup>174</sup> Vgl. zum Verhältnis von Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 GG: *Ruffert*, in Epping/Hillgruber, BeckOK GG, 46. Ed. 2021, Art. 12, Rn. 161.

zung eines Eingriffs ist eine gewisse Erheblichkeit (sog. Bagatellvorbehalt) sowie – mit Blick auf die Berufsfreiheit – dessen berufsregelnde Tendenz.<sup>175</sup>

Bei **obligatorischen staatlichen Kennzeichnungen** grüner Industrieprodukte dürfte ohne weiteres von einem solchen Eingriff mit einer gewissen Erheblichkeit und berufsregelnder Tendenz auszugehen sein. Im Gegensatz hierzu dürften **fakultative Kennzeichnungen** grüner Produkte jedenfalls dann möglicherweise keine unmittelbare Grundrechtsrelevanz aufweisen, soweit das Kennzeichnungssystem ausschließlich auf einer unternehmerischen Initiative beruht. Denn **ohne jegliche staatliche Beteiligung** an einem System fakultativer Produktkennzeichnungen fehlt es von vornherein an einem dem Staat zurechenbaren Eingriff. Stattdessen liegt insoweit zuvörderst eine Ausübung gesellschaftlicher Freiheit vor. Aber auch hier ist die objektivrechtliche Dimension der Grundrechte (hier der Berufsfreiheit) zu beachten. D. h., auf freiwillige Kennzeichnungen grüner Produkten von Brancheninitiativen könnte Art. 12 Abs. 1 GG mittelbar – als grundrechtliche Schutzpflicht oder als mittelbare Drittwirkung der Grundrechte – zur Anwendung gelangen. Im Übrigen dürfte insoweit zu beachten sein, dass die Mitgliedstaaten aufgrund der europaweiten methodischen Mindeststandards aus Art. 22a RED III-Entwurf zukünftig auf die konkrete Ausgestaltung auch von ausschließlich in privater Trägerschaft (z.B. von Verbänden) durchgeführten Kennzeichnungssysteme einwirken dürften. Selbst insoweit dürfte nach dem modernen Eingriffsbegriff von einem dem Staat zurechenbaren Eingriff in die Berufsfreiheit auszugehen sein.

Unabhängig davon, ob Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte als fakultatives oder verpflichtendes System in staatlicher oder privater Trägerschaft ausgestaltet werden, dürften diese den **Rechtfertigungsanforderungen des Art. 12 Abs. 1 GG** unterliegen. Erforderlich ist demnach zunächst eine **gesetzliche Grundlage** („durch Gesetz“) oder jedenfalls eine **gesetzliche Verordnungsermächtigung** („auf Grund eines Gesetzes“) für ein solches Kennzeichnungssystem grüner Industrieprodukte. Ohne weiteres dürfte das mit Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte bezweckte Ziel eines Erwerbs CO<sub>2</sub>-neutraler Produkte durch die Verbraucher eine **vernünftige Erwägung des Gemeinwohls** im Sinne der sog. Drei-Stufen-Theorie des BVerfG darstellen.

Schließlich muss auch der **Verhältnismäßigkeitsgrundsatz** gewahrt sein. Die **Geeignetheit und Erforderlichkeit** von Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte dürfte insoweit keine unüberwindbare Hürde darstellen, verfügt der Gesetzgeber hinsichtlich der Geeignetheit und der Erforderlichkeit einer Maßnahme doch regelmäßig über eine **weite Einschätzungsprärogative**.

---

<sup>175</sup> Vgl. u. a. BVerfGE 97, 228 (254).

Näherer Betrachtung bedarf allerdings die **Angemessenheit** von Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte. Die Prüfung der Angemessenheit einer Maßnahme bildet regelmäßig den Kern der Verhältnismäßigkeitsprüfung im nationalen Kontext. Deren abschließende Bewertung wird dann möglich, wenn die konkrete Ausgestaltung des Instruments festgelegt sein wird. Dann könnten folgende Aspekte mit Blick auf die Angemessenheit eine Rolle spielen:

Betrachtet man in einem ersten Schritt lediglich eine etwaige **Belastung aufgrund der Kennzeichnung**, so dürfte diese für sich genommen wohl allenfalls einen geringen und damit ohne weiteres angemessenen Grundrechtseingriff darstellen. Fragen der Angemessenheit stellen sich letztlich vor allem mit Blick auf den mit einer Kennzeichnungspflicht einhergehenden Investitionsbedarfs in neue Anlagen bzw. des Erfordernisses der Nachweisführung verursachter CO<sub>2</sub>-Emissionen, also dem CO<sub>2</sub>-Tracking. Insoweit kann **zweierlei festgehalten** werden:

Erstens kann ein etwaiger Investitionsbedarf in neue, weniger CO<sub>2</sub>-intensive bzw. CO<sub>2</sub>-neutrale Produktionstechnologien und -anlagen – wenn überhaupt – nur mittelbar auf ein Kennzeichnungssystem grüner Industrieprodukte zurückgeführt werden. Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte zielen als **Transparenz-** und **Qualitätslabel** zwar auf eine Beeinflussung der Kaufentscheidung von Verbrauchern zugunsten von CO<sub>2</sub>-neutralen (End-)Produkten bzw. solchen mit einem vergleichsweise geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoß ab. Gleichwohl beinhalten Sie **kein Verkaufsverbot CO<sub>2</sub>-intensiver Industrieprodukte**.

Zweitens dürfte ein **CO<sub>2</sub>-Tracking nicht ausschließlich zum Zwecke der Kennzeichnung** von Grundstoffen erfolgen. Vielmehr dürfte es zukünftig auch aus einer Reihe anderer Gründen erforderlich werden. Deshalb dürfte nur von einer anteiligen Zurechnung der hieraus resultierenden Belastungswirkungen zum Instrument der Kennzeichnung grüner Industrieprodukte auszugehen sein. Für die Beurteilung der Angemessenheit von Kennzeichnungen grüner Industrieprodukte dürfte es demnach grundsätzlich zuträglich sein, wenn das CO<sub>2</sub>-Tracking auch zur Umsetzung anderer insb. produktbezogener Instrumente erforderlich wäre, beispielsweise zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung von (End-)Produkten. Im Übrigen dürften mit Blick auf die methodischen Standards zur Ermittlung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks eines Industrieprodukts unter Zugrundelegung des Art. 22a (2) RED III-Entwurf keine Umsetzungsspielräume der Mitgliedstaaten verbleiben. Insoweit dürfte folglich nur eine Prüfung am Maßstab der Unionsgrundrechte, nicht aber am Maßstab der Grundrechte des Grundgesetzes möglich sein.<sup>176</sup>

---

<sup>176</sup> Vgl. BVerfG, Beschluss vom 6. November 2019 - 1 BvR 276/17 - Recht auf Vergessen II.

Grundsätzlich dürfte es aus Gründen der Angemessenheit erforderlich sein, eine obligatorische Kennzeichnung grüner Industrieprodukte und die damit einhergehenden Transparenz- und Qualitätsstandards **schrittweise einzuführen**. Konkrete Vorgaben lassen sich insoweit dem Verhältnismäßigkeitsgrundsatz bzw. der Angemessenheit allerdings nicht entnehmen.

#### IV. Förderrichtlinien für die Erzeugung von grünem Stahl

Ein weiteres Mittel zur Unterstützung des Markthochlaufes für grünen Stahl, sind direkte Subventionierungen (z.B. als verlorene Zuschüsse oder Kredite). Deren Vergabe wird überwiegend in sog. Förderrichtlinien geregelt. Ein aktuelles Beispiel bildet die Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte vom 27.09.2021. Solche Förderrichtlinien stellen Verwaltungsvorschriften dar.

Neben haushaltsrechtlichen Vorgaben – insbesondere §§ 23 und 44 der Bundeshaushaltsordnung (BHO) – spielt vor allem das Beihilfenrecht eine herausragende Rolle. Für die meisten Fälle ist davon auszugehen, dass solche Zuwendungen eine Beihilfe im Sinne des 107 Abs. 1 AEUV darstellen. Sie bedürfen dann einer Rechtfertigung, wobei als Rechtfertigungsgrund für die Förderung des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft vor allem Art. 107 Abs. 3 lit. b) 1. Alt. AEUV (Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben) und Art. 107 Abs. 3 lit. c) AEUV (Beihilfen für bestimmte Wirtschaftszweige) in Betracht kommen. Grundsätzlich ist dann, wenn eine Rechtfertigung möglich ist, gemäß Art. 108 Abs. 3 S. 1 AEUV eine Notifizierung der Beihilfe durch die Europäischen Kommission erforderlich. Die Pflicht zur Notifizierung entfällt allerdings, wenn die Beihilfe auf Grundlage der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) gewährt wird.

Außerhalb der AGVO sind vor allem die am 01.01.2022 in Kraft getretenen Leitlinien für Klima, Umweltschutz und Energie 2022 (KUEBLL) relevant. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die Anmelde-schwellen nach Art. 4 AGVO überschritten werden. Die Leitlinien konkretisieren gleichsam als Verwaltungsvorschriften das Rechtsfolgenermessen der Kommission aus Art. 107 Abs. 3 AEUV. Sie verfügen daher über eine erhebliche praktische Bedeutung. Dabei umfasst deren Kap. 4.1 (Beihilfen zur Treibhausgasreduzierung) sowohl die Herstellung von CO<sub>2</sub>-armen Produkten wie auch die Förderung von Infrastruktur, soweit sie nicht unter die Definition der Energieinfrastruktur fällt (Kap. 4.9). Unter Beihilfen zur Treibhausgasreduzierung fallen auch Beihilfen zur Verringerung bzw. Vermeidung von Emissionen, die durch Industrieprozesse, einschließlich der Rohstoffverarbeitung, entstehen (Rn. 83). Hierunter wird man grundsätzlich auch Beihilfen fassen dürfen, die für die Umstellung des Industrieprozess Stahlherstellung gewährt werden – und zwar

auch dann, wenn sie lediglich der Rohstoffverarbeitung fallen, wenn man den Vorgang der Direktreduktion von Eisenerz als solchen verstehen wollte.

Allerdings ist zu erwarten, dass Direktreduktionsanlagen über längere Zeit auch mit Erdgas betrieben werden würden – wenn auch auf der Zeitschiene immer mehr grüner Wasserstoff fossiles Erdgas ersetzen würde. Beihilfen, die an eine mit Erdgas betriebene Industrieproduktionsanlage erfolgen sollen, unterliegen ebenfalls strengeren Anforderungen. Nach Kap. 4.1, Rn. 129 müssen Mitgliedstaaten in diesem Fall darlegen, wie sie sicherstellen werden, dass die jeweilige Investition zur Verwirklichung der Klimaschutzziele beiträgt. Insbesondere sind die Mitgliedstaaten verpflichtet darzulegen, wie ein Lock-in in diese Technologien vermieden wird. Der Nachweis kann etwa in Form eines Plans für die Dekarbonisierung mit bindenden Zielen erfolgen und/ oder verbindliche Verpflichtungen des Beihilfenempfängers beinhalten, Dekarbonisierungstechnologien wie CCS-Abscheidungsanlagen einzusetzen oder das Erdgas durch erneuerbares Gas zu ersetzen.<sup>177</sup> Allerdings könnte die Anlage in dem Maße, in dem sie fossiles Erdgas einsetzt, nicht gefördert werden, was dann diesen Punkt entschärfen würde.

Nach Kap. 4.1 können neben Investitionskostenförderungen grundsätzlich auch Betriebskostenförderungen gewährt werden. Letztere sind allerdings nur möglich, wenn Mitgliedstaaten darlegen, dass diese in umweltfreundlicheren Betriebsentscheidungen münden. Zwar enthalten die KUEBLL nunmehr keine Beihilfenintensitäten mehr, allerdings müssen Beihilfen nun grundsätzlich durch Ausschreibungen gewährt werden. Für die Stahlindustrie wäre zu prüfen, ob es für die Durchführung einer Ausschreibung überhaupt hinreichenden Wettbewerb gibt. Ausnahmen vom Ausschreibungserfordernis sind nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich. Mitgliedstaaten müssen hierfür das Vorliegen einer der in Rn. 107 KUEBLL beschriebenen Umstände nachweisen. Hierzu gehört zum Beispiel grundsätzlich, wenn das potenzielle Angebot oder die Zahl der potenziellen Bieter nicht ausreichen, um hinreichenden Wettbewerb zu gewährleisten. In diesem Fall muss der Mitgliedstaat aber wiederum nachweisen, dass es nicht möglich ist, den Wettbewerb durch Verringerung der Mittelausstattung oder Erleichterungen bei der Teilnahme an der Ausschreibung zu stärken (vgl. Rn. 107 Buchst. a) KUEBLL). Damit eine Kumulierung der Fördermittel nicht dazu führt, dass es zu einer Überförderung kommt, ist in der Förderrichtlinie eine geeignete Regelung vorzusehen (etwa: Hinweispflicht auf bereits gewährte oder beabsichtigte weitere Förderungen). Darüber hinaus sind ab 2023 Konsultationspflichten zu beachten.

---

<sup>177</sup> Ziffer 4.1.3.5, Rn. 129.

## V. Klimaschutzverträge: Carbon Contracts for Difference

### 1) Klimaschutzverträge als Anreizinstrument für grünen Stahl: Grundsätzliche Ausgestaltungsvarianten

Um die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, muss die Umstellung der kokskohlebasierten Hochofenroute auf klimaneutrale Technologien zügig angestoßen werden. Klimaschutzverträge erlauben es, die Mehrkosten einer CO<sub>2</sub>-armen Produktion, die über den Marktpreis für das betreffende Produkt (hier: grünen Stahl) nicht erzielt werden können, über vertragliche Marktprämienzahlungen abzusichern. Sie stellen daher ein besonders geeignetes Instrument dar, um die Transformation in der Stahlbranche schnell voranzubringen.<sup>178</sup> Als Klimaschutzverträge werden bisher insbesondere sog. Kohlendioxid-Klimaschutzverträge verstanden (auch Kohlendioxid-Differenzverträge oder Carbon Contracts for Difference genannt, im Folgenden: **CCfD**).<sup>179</sup> Mit diesen kauft die eine, regelmäßig staatliche (fördernde) Vertragspartei konkrete CO<sub>2</sub>-Minderungen zu den Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung der anderen Vertragspartei dieser ab und erhält in dieser Höhe eine Prämienzahlung, etwa bezogen auf eine Tonne CO<sub>2</sub>-freien und CO<sub>2</sub>-reduzierten Stahl. Dabei werden u.a. auch die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises aus dem Europäischen Emissionshandel berücksichtigt: Steigende CO<sub>2</sub>-Preise führen so automatisch zu reduzierten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.

Etwas anders funktionieren ein anderer Typus von Differenz- oder Klimaschutzverträge (nachfolgend: CfD), nach denen die Höhe der gezahlten Differenz sich grundsätzlich in Abhängigkeit von der Entwicklung des Marktwerts/Marktpreises des zu fördernden Produktes entwickelt. Gefördert werden könnte so etwa grüner Wasserstoff, grünes Ammoniak oder ähnliche marktgängige Produkte, für die sich ein Marktpreis ermitteln lässt. Hier sind wiederum grundsätzlich zwei Ausgestaltungsvarianten vorstellbar. Einerseits könnte – wie bei dem Ansatz des Förderprogramms H<sub>2</sub>-Global des BMWK(Doppelvertragsmodell) – die Erzeugung von grünem Wasserstoff oder eines anderen grünen Endproduktes ausgeschrieben und dieser von einem zentralen Aufkäufer (sog. Intermediär) abgenommen werden, der diese dann über Handelsplattformen am Markt veräußert. Der volkswirtschaftlich aufzubringende Förderbetrag ergibt sich hier aus dem Delta dieses Einkaufspreises und dem Verkaufspreis, den der Aufkäufer am Markt erlöst.<sup>180</sup>

<sup>178</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, S. 5.

<sup>179</sup> BT-Drs. 19/31890, S. 1.

<sup>180</sup> *BBH* (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Legal evaluations of potential policy support instruments, Commissioned by Agora Energiewende, S.15 ff.: H<sub>2</sub> supply contracts; *Agora*

Andererseits könnte auch in nur *einer* Ausschreibung der grundsätzliche Bedarfspreis des Anbieters für das grüne Produkt ermittelt werden (Einvertragsmodell). Der Förderbetrag bzw. die Marktprämie wird dann unter Abzug des jeweils aktuellen Preises für das grüne Produkt ermittelt, was aber voraussetzt, dass ein Marktpreis für das grüne Produkt vorhanden ist. Etwa bei Rohstahlprodukten ist dies wohl nicht der Fall (s.u.), sehr wohl aber vorstellbar bei grünem Wasserstoff, etwa grünem Methanol oder grünem Ammoniak.

Denkbar ist schließlich auch eine Kombination einerseits einer Förderung für grünen Wasserstoff, etwa über CfD oder auch über Förderrichtlinien für eine Capex-Förderung von Elektrolyseuren und andererseits einer darauf aufbauenden CCfD-Förderung für die weiteren Kosten der CO<sub>2</sub>-Minderung durch den Wechsel von Hochofenstahl zu Direktreduktionsstahl mit einem zunehmenden Anteil von grünem Wasserstoff.<sup>181</sup>

Im Folgenden wird der CCfD betrachtet, von einer rechtlichen Prüfung von weiteren Klimaschutzverträgen für grünen Stahl aber abgesehen. Gegen das Doppelvertragsmodell (H<sub>2</sub>-Global-Ansatz) spricht, dass ein zentraler Aufkäufer für allen geförderten Rohstahl aktuell nach Branchenauskunft als nicht vorstellbar erscheint. Denn der Rohstahl wird jeweils vor Ort unmittelbar zu sehr unterschiedlichen Stahlprodukten weiterveredelt. Dies kann aber durch den oder auch unter ökonomischer Einbeziehung des zentralen Aufkäufer wohl kaum erfolgen. Dieser Ansatz eines H<sub>2</sub> Global-artigen Fördersystems erscheint deshalb in Bezug auf grünen Stahl als ungeeignet. Hinsichtlich von einfachen CfD, die am Marktpreis für Rohstahl ansetzen müssten, zeichnet sich schon jetzt ab, dass – so Branchenaussagen – mangels eines verfügbaren Marktpreises etwa für Roheisenpellets aus der Direktreduktion oder andere Marktpreiseveröffentlichungen dieses Instrument für die Transformation im Stahlbereich mangels Umsetzbarkeit wohl eher nicht in Betracht kommt. Auf eine weitere Darstellung der beiden CfD-Varianten wird deshalb vorliegend verzichtet.

## 2) Instrumentenbeschreibung CCfD

Bei Carbon Contracts for Difference, (**CCfD**) handelt es sich um einen privatrechtlichen, projektbezogenen Vertrag zwischen einem Unternehmen und einem regelmäßig staatlichen Gegenpartei.<sup>182</sup> Auf der Basis eines Vertragspreises garantiert

---

*Energiewende and Guidehouse* (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>, S. 46 f.

<sup>181</sup> Zu beachten ist dann in rechtlicher Hinsicht (etwa Art. 41 AGVO) insbesondere die Vermeidung von Doppelförderungen oder Überförderungen.

<sup>182</sup> BT-Drs. 19/31890, S. 1.

die (staatliche) Gegenpartei dem Unternehmen die Zahlung einer Klimaschutzprämie, um die Mehrkosten der klimafreundlichen Produktion zu tragen und sichert damit ihren wirtschaftlichen Betrieb.<sup>183</sup> In der Variante einer vom jeweiligen CO<sub>2</sub>-Marktpreis abhängigen, variablen Klimaschutzprämie wird vom Vertragspreis der jeweilige CO<sub>2</sub>-Marktpreis abgezogen. Die Prämie wird der Höhe nach dann also als Differenz zwischen dem vertraglich festgelegten Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen (Vertragspreis oder strike price) und dem Preis der Emissionszertifikate des Europäischen Emissionshandels (Referenzpreis) gegenüber einem Benchmarkwert einer konventionellen Referenztechnologie garantiert.<sup>184</sup> Grundlage für die Definition von Klimaschutzverträgen bilden die Emissionen, welche durch das Projekt vermieden werden und die auf die Kohlendioxidminderung bezogenen Mehrkosten, welche sich bei der Verwendung der CO<sub>2</sub>-ärmeren Technologie im Vergleich zur Referenztechnologie ergeben. In der Stahlindustrie umfasst dies insbesondere die eingesparten Emissionen der Herstellung von Stahl in einer Direktreduktionsanlage mit grünem Wasserstoff im Vergleich zur konventionellen Hochofenroute als Referenztechnologie. Sofern dabei der Vertragspreis den jeweils aktuellen Preis der Emissionszertifikate übersteigt, wird dem begünstigten Unternehmen von der staatlichen Gegenpartei auf der Grundlage des CCfD ein Zuschuss in Höhe der Differenz zwischen dem Basispreis und dem Referenzpreis gewährt. Das Unternehmen wird demgegenüber zur Zahlung an den Staat verpflichtet, wenn der Referenzpreis den Vertragspreis überschreiten sollte. Klimaschutzverträge sollen dabei vor allem die betrieblichen Mehrkosten der CO<sub>2</sub>-ärmeren Technologie absichern und insoweit für Investitionssicherheit sorgen.<sup>185</sup>

### **3) Vereinbarkeit mit dem Europarecht**

#### **a) Primärrecht**

##### **aa) Beihilfenrecht**

Sofern der CCfD eine Beihilfe gemäß Art. 107 AEUV darstellt, müsste dieser mit den Vorgaben des europäischen Beihilfenrechts vereinbar sein. Eine Beihilfe liegt grundsätzlich vor, wenn einem bestimmten Unternehmen oder Produktionszweig ein Vorteil gewährt wird, es sich um eine staatliche Maßnahme oder eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel handelt, die dem Staat zuzurechnen ist, die Maßnahme den Wettbewerb verfälscht oder zu verfälschen droht

---

<sup>183</sup> So die Definition bei *Agora Energiewende u.a.*, Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, S. 6.

<sup>184</sup> *DIW*, Differenzverträge (Contracts for Difference), abrufbar unter: [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.670596.de/differenzvertraege\\_contracts\\_for\\_difference.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.670596.de/differenzvertraege_contracts_for_difference.html).

<sup>185</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, S. 36.

und geeignet ist, den Handel zwischen den Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.<sup>186</sup> Ob ein CCfD nach diesen Kriterien eine Beihilfe darstellt, hängt von der konkreten Ausgestaltung und dabei insbesondere von dem gewählten Finanzierungsmechanismus ab. Grundsätzlich wird dem betreffenden Unternehmen durch den CCfD **ein selektiver Vorteil** gewährt, da hiermit die Einkünfte des begünstigten Unternehmens stabilisiert werden, in dem ihm vertraglich die Zahlung der Differenz zwischen dem Vertragspreis und dem Preis für Emissionszertifikate garantiert wird.<sup>187</sup> Darüber hinaus droht auch eine **Verfälschung des Wettbewerbs**, da die begünstigten Unternehmen durch die Stabilisierung ihrer Einkünfte einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Unternehmen erhalten, die nicht mit einem vergleichbaren Instrument unterstützt werden. Auch ist die Maßnahme geeignet, den Handel zu beeinträchtigen, weil dies die Stellung der begünstigten Unternehmen gegenüber anderen verstärkt. Ob es sich dabei jedoch um eine **staatliche Maßnahme** oder eine Maßnahme aus staatlichen Mitteln handelt, hängt von der gewählten Finanzierung ab. Werden die Zahlungen direkt aus Haushaltsmitteln finanziert, liegen eine Gewährung aus staatlichen Mitteln und damit auch eine Beihilfe vor. Für die EEG-Umlage hat der EuGH allerdings entschieden, dass die damit refinanzierten Gelder keine staatlichen Mittel sind oder aus Mitteln finanziert werden, die dem Staat zurechenbar sind.<sup>188</sup> Damit vergleichbar, könnte auch für einen CCfD die Beihilfeneigenschaft entfallen, wenn die Zahlungen über einen entsprechend ausgestalteten Mechanismus refinanziert würden und keine staatliche Stelle Gegenpart (Vertragspartner) des Unternehmens wird.

Sollte eine Beihilfe vorliegen, muss diese einem der in Art. 107 Abs. 2 bis 3 AEUV aufgeführten **Ausnahmetatbestände** unterfallen. Für den CCfD ist insbesondere der Ausnahmetatbestand nach Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c) AEUV einschlägig.<sup>189</sup> Danach können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung bestimmter Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Der CCfD dient dabei der Entwicklung eines bestimmten Wirtschaftszweiges, nämlich der Stahlindustrie, der hiermit die für die Verringerung von Treibhausgasemissionen notwendige Umstellung auf klimaneutrale Technologien ermöglicht werden soll. Der Kommission steht für die Bewertung der Frage, ob eine Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, im Be-

---

<sup>186</sup> Von Wallenberg/Schütte, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, „Das Recht der Europäischen Union“, 73. Ergänzungslieferung Mai 2021, Rn. 24.

<sup>187</sup> Vgl. auch zum CfD für das Kernkraftwerk Hinley Point C, *Commission*, Beschluss (EU) 2015/658, No. 7.3, (296).

<sup>188</sup> EuGH, Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, Rn. 48ff.

<sup>189</sup> *Commission*, Beschluss (EU) 2015/658, No. 8, (344).

23.03.2022

reich der Ausnahmetatbestände des Art. 107 Abs. 3 AEUV ein Ermessen zu.<sup>190</sup> Diese hat Leitlinien entwickelt, die insoweit eine Konkretisierung ihrer Ermessensausübung darstellen.<sup>191</sup> Dies umfasst insbesondere die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)<sup>192</sup> sowie die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL).<sup>193</sup>

Beihilfen, die die Kriterien der AGVO erfüllen, sind mit dem Binnenmarkt vereinbar und von der Anmeldepflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV freigestellt. Grundsätzlich ist die AGVO auch für Umweltschutzbeihilfen anwendbar, die wie bereits dargelegt, auch für die Stahlindustrie zulässig sein können.<sup>194</sup> Problematisch ist aber, dass die AGVO nur für solche Beihilfen gilt, deren Bruttosubventionsäquivalent im Voraus beziffert werden kann (Art. 5 Nr. 1 AGVO). Dies dürfte vorliegend nicht möglich sein, da der Preis für die Emissionszertifikate volatil ist und damit der konkrete Umfang der auszahlenden Zuschüsse nicht ex ante bestimmt werden kann. Die AGVO findet darüber hinaus keine Anwendung, wenn die in Art. 4 AGVO genannten Anmeldeschwellen überschritten sind. Danach ist die AGVO etwa auf „Investitionsbeihilfen für den Umweltschutz“ – dieser Tatbestand wäre voraussichtlich für den CCfD einschlägig – nur bis 15 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben anwendbar (vgl. Art. 4 Nr. 1 Buchstabe s AGVO). Für den CCfD dürfte aber mit einem wesentlich höheren Zuwendungsumfang zu rechnen sein.<sup>195</sup>

In den KUEBLL werden von der Kommission die Voraussetzungen dargelegt, die Energie- und Umweltbeihilfen erfüllen müssen, damit sie nach Art. 107 Abs. 3 Buchstabe c AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden können. Unter Kap. 4.1 der KUEBLL werden die Vereinbarkeitskriterien für Beihilfemaßnahmen festgelegt, die auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen abzielen, zu denen auch Beihilfen zur Verringerung und Vermeidung von Emissionen aus Industrieprozessen zählen sollen (vgl. Nr. 4.1.2, 74). Darin werden neben Zuschüssen auch „Differenzverträge“ (Contracts for Difference), auch wenn sie als CCfD ausgestaltet sind, ausdrücklich als mögliche Beihilfenformen genannt (Rn. 121).<sup>196</sup>

<sup>190</sup> Von Wallenberg/Schütte, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, „Das Recht der Europäischen Union“, 73. Ergänzungslieferung Mai 2021, Rn. 149.

<sup>191</sup> Von Wallenberg/Schütte, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, „Das Recht der Europäischen Union“, 73. Ergänzungslieferung Mai 2021, Rn. 156.

<sup>192</sup> Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission v. 17.07.2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Abl. L 187/1.

<sup>193</sup> Leitlinien für staatliche Beihilfen in den Bereichen Klima-, Umweltschutz und Energie (KUEBLL) v. 09.04.2014, Abl. 2014/C 200/01.

<sup>194</sup> Cremer, in Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Auflage 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 62; Jestaedt, in Heidenhain, European State Aid Law, 1. Auflage 2010, § 18, Rn. 238.

<sup>195</sup> Vgl. BT-Drs. 19/31890, S. 1.

<sup>196</sup> Vgl. Ziffer 4.1.1., Rn. 121 des KUEBLL-Entwurfs: Differenzverträge wurden in den letzten Jahren bei Stromerzeugungsmaßnahmen verwendet, könnten aber auch einen mit dem EHS (Emissi-

Weitergehende Ausführungen etwa zur konkreten Ausgestaltung solcher Verträge sind in den KUEBLL aber nicht enthalten. Darüber hinaus sind nach Kap. 4.1, Rn. 121 in diesem Rahmen neben Investitionsbeihilfen auch Betriebsbeihilfen möglich. Für Betriebsbeihilfen besteht aber die zusätzliche Anforderung, dass damit auch die Fahrweise der Anlage umweltfreundlicher werden muss.

Beihilfen, die an eine mit Erdgas betriebene Industrieproduktionsanlage erfolgen sollen, unterliegen ebenfalls strengeren Anforderungen (s.o. schon zu Förderrichtlinien). Nach Kap. 4.1, Rn. 129 müssen Mitgliedstaaten in diesem Fall darlegen, wie sie sicherstellen werden, dass die jeweilige Investition zur Verwirklichung der Klimaschutzziele beiträgt.<sup>197</sup> Insbesondere sind die Mitgliedstaaten verpflichtet darzulegen, wie ein Lock-in in diese Technologien vermieden wird. Dieser Aspekt könnte etwa relevant werden, wenn in der mit dem CCfD geförderten Direktreduktionsanlage, wie regelmäßig, übergangsweise auch Erdgas eingesetzt werden soll. Im Rahmen eines CCfD für grünen Stahl liegt es nahe, dass damit alle CO<sub>2</sub>-Minderungen umfasst werden. Dies sind auch solche, die durch den Wechsel von Kokskohle auf Erdgas erfolgen. Der Nachweis, dass kein Lock-in in fossile Industrieprozesse erfolgt, kann etwa in Form eines Plans für die Dekarbonisierung mit bindenden Zielen erfolgen und/ oder verbindliche Verpflichtungen des Beihilfempfängers beinhalten, Dekarbonisierungstechnologien wie CCS-Abscheidungsanlagen einzusetzen oder das Erdgas durch erneuerbares Gas zu ersetzen.<sup>198</sup> Bei der Rohstahlherstellung in einer Direktreduktionsanlagen anfänglich anteilig auch mit fossilem Erdgas wäre dann etwa ein verbindlicher Plan (zumindest als Rahmenplan) mit definitiven Endpunkten des Einsatzes fossilen Erdgases vorstellbar. Diese Frage wäre, neben diversen andern, im Einzelnen mit der Europäischen Kommission im Rahmen einer Notifizierung einer solchen Regelung abzustimmen.

Beihilfen müssen zudem grundsätzlich auch die allgemeinen Zulässigkeitskriterien erfüllen. Diese umfassen, dass eine Beihilfe erforderlich, geeignet und angemessen ist, einen Anreizeffekt hat und übermäßige und negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel vermieden werden.<sup>199</sup> Für Beihilfen nach Kap. 4.1, unter denen auch der hier zu prüfende CCfD fällt, sind die Anforderungen aber insgesamt geringer als für andere Bereiche. Insbesondere ist keine separate Prüfung des Markt-

---

onshandel) verknüpften Referenzpreis beinhalten – d.h. „CO<sub>2</sub>-Differenzverträge“; auch ein von Großbritannien zur Förderung eines Kernkraftwerks eingesetzten CfD wurde als mit dem Binnenmarkt vereinbare Beihilfen eingestuft, vgl. *Commission*, Beschluss (EU) 2015/658, No. 7.3, (296); EuGH, Urteil vom 22.11.2020, C-594/18 P.

<sup>197</sup> Siehe Ziffer 4.1.3.5, Rn. 129.

<sup>198</sup> Ziffer 4.1.3.5, Rn. 129.

<sup>199</sup> Siehe Kap. 3.1 ff.

23.03.2022

versagens<sup>200</sup> und keine separate Prüfung alternativer Politikinstrumente durchzuführen.<sup>201</sup> Nach Kap. 4.1, Rn. 109 sollen Beihilfen grundsätzlich durch Ausschreibungen gewährt werden. Unter begrenzten Voraussetzungen können die Ausschreibungen auf einzelne Technologien sowie auf eine oder mehrere spezifische Gruppen von Beihilfenempfängern begrenzt werden oder sogar vollständig weggelassen werden.<sup>202</sup> Eine generelle Ausnahme vom Ausschreibungserfordernis ist zum Beispiel vorgesehen, wenn es keine ausreichende Zahl von Bietern gibt oder für kleine Projekte (u.a. Stromerzeugung bis 1 MW), große staatenübergreifende Projekte und für Projekte im Bereich von FuE. Für Beihilfen, die nur für Einzelne oder eine beschränkte Zahl von Empfängern gewährt werden, soll eine besonders sorgfältige Prüfung stattfinden.<sup>203</sup> In diesem Rahmen müssen die Mitgliedstaaten u.a. nachweisen, dass die Beihilfe nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führt. Die Kommission prüft dann detailliert die Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb (Rn. 132 der KUEBLL). Projektbasierte CCfD sind damit nicht von vornherein ausgeschlossen, unterliegen aber einer sehr umfangreichen Zulässigkeitsprüfung durch die Kommission. Für CCfD, die im Rahmen von Ausschreibungen gewährt werden, ist diese Prüfung demgegenüber nicht erforderlich. Mit den Ausschreibungen verbunden ist auch eine Abkehr von den in den UEBILL definierten Beihilfenhöchstintensitäten, die im KUEBILL-Entwurf nicht mehr zu finden sind.<sup>204</sup> Nach Kap. 4.1, Rn. 99ff. bestehen darüber hinaus umfangreiche Konsultationspflichten.

Im Zwischenergebnis spricht damit viel dafür, dass ein CCfD in Abhängigkeit von der konkreten Ausgestaltung eine zulässige Beihilfenmaßnahme darstellen kann.

## bb) Warenverkehrsfreiheit

Der EuGH geht bisher davon aus, dass – sofern eine Beihilfe vorliegt – die Warenverkehrsfreiheit nicht zu prüfen ist.<sup>205</sup> Sofern man dies anders sehen sollte, spricht viel dafür, dass der CCfD als Maßnahme gleicher Wirkung in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen kann. Als Rechtfertigung für diesen Eingriff kommt der Umweltschutz als ungeschriebener Rechtfertigungsgrund in Betracht. Auch insoweit gilt, dass die territoriale Beschränkung einer Förderregelung von der Rechtsprechung bisher als zulässig angesehen wird (s.o.).

---

<sup>200</sup> Rn. 89. Danach gelten die Rn. 34-37 nicht.

<sup>201</sup> Rn. 93.

<sup>202</sup> Siehe dazu Rn.104 ff.

<sup>203</sup> Siehe dazu Rn. 132.

<sup>204</sup> Nach Anhang I Ziff. 1 UEBILL liegen die zulässigen Beihilfenintensitäten bei max. 55 % bei mittleren Unternehmen und max. 45 % bei großen Unternehmen. Eine Beihilfenintensität von 100 % kann nur gewährt werden, wenn die Beihilfe durch eine Ausschreibung vergeben wird.

<sup>205</sup> *Mestmäcker/Schweitzer*, in Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 5. Auflage 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 10ff).

Zudem muss der CCfD auch verhältnismäßig sein. Der CCfD fördert die Transformation der Stahlerzeugung auf nichtfossile, dekarbonisierte Einsatzstoffe und dient damit mit dem Umweltschutz einem *legitimen Ziel*. Der CCfD ist auch *geeignet*, dieses Ziel zu erreichen, weil dieses Instrument auch potenziell geeignet ist, den Anteil an grünem Stahl zu steigern. Der CCfD ist wohl auch *erforderlich*, da ein milderer und gleich wirksames Mittel nicht erkennbar ist – es sei denn, mit den nachfolgend betrachteten Klimaschutzverträgen II mit unmittelbarem Bezugspunkt Stahlpreis liegt ein wirksameres, weil zielgenaueres Mittel vor. Diese Frage ist im Blick zu behalten und bedarf ggf. einer genaueren Untersuchung der Wirksamkeit der in Betracht kommenden Fördervarianten und auch Instrumentenkombinationen im Vergleich. Erforderlich ist dabei das Instrument, das zugleich das mildeste und dabei wirksamste Mittel darstellt. Der Europäische Emissionshandel genügt für sich genommen nicht, um den erforderlichen Investitionsanreiz zur Transformation der Stahlerzeugung zu setzen. Der CCfD dürfte darüber hinaus auch *angemessen im engeren Sinne* sein. Das Instrument setzt einen Anreiz für Investitionen in klimaneutrale Stahlerzeugungsmethoden, indem dem Unternehmen eine finanzielle Unterstützung gewährt wird. Dies dient dem Erreichen der Klimaschutzziele und damit dem Umweltschutz.

Die Warenverkehrsfreiheit nach Artikel 34 AEUV ist schließlich gegenüber dem speziellen abgabenrechtlichen Diskriminierungsverbot nach Artikel 110 AEUV ebenfalls subsidiär.<sup>206</sup> Es spricht allerdings viel dafür, dass es sich bei dem CCfD nicht um eine Abgabe in diesem Sinne handelt. Denn der CCfD ist ein privatrechtlicher Vertrag, der dem begünstigten Unternehmen eine Förderung gewährt.<sup>207</sup> Allein die Möglichkeit der Weitergabe der Kosten für die Finanzierung des CCfD an den Verbraucher genügt nicht, um das Vorliegen einer Abgabe zu begründen.<sup>208</sup>

## b) Sekundärrecht

Der CCfD müsste darüber hinaus mit dem europäischen Sekundärrecht vereinbar sein.

Zu prüfen ist zunächst die Vereinbarkeit mit der europäischen Emissionshandelsrichtlinie.<sup>209</sup> Wie gegenüber der Zulässigkeit anderer ergänzender nationaler Maßnahmen auch, stellt sich bei der Einführung des CCfD die Frage, inwieweit solche Maßnahmen im Anwendungsbereich des Emissionshandels zulässig sind. Es wird

<sup>206</sup> *Kamann*, in Streinz, EUV/AEUV, 3. Auflage 2018, Art. 110 AEUV, Rn. 33.

<sup>207</sup> Vgl. zum CfD für das Kernkraftwerk Hinkley Point C, *Commission*, Beschluss (EU) 2015/658.

<sup>208</sup> EuGH, Urteil vom 28.03.2019, C-405/16 P, Rn. 36.

<sup>209</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Abl. L 275, S. 32.

23.03.2022

teilweise vertreten, dass die Emissionshandelsrichtlinie eine abschließende Regelung darstellt.<sup>210</sup> Gegen diese Auffassung spricht jedoch Erwägungsgrund 23 der Emissionshandelsrichtlinie. Danach sind neben dem Emissionshandel ausdrücklich „*ordnungs- und steuerpolitische sowie sonstige Maßnahmen*“ der Mitgliedstaaten zulässig.<sup>211</sup> Für eine Zulässigkeit des CCfD spricht nicht zuletzt, dass es sich hierbei nicht um ein ordnungspolitisches Instrument, sondern um ein Anreizinstrument für auch dem Emissionshandel unterliegenden Unternehmen handelt und diesen damit keine weitere Belastung auferlegt wird.

Soweit auf der Grundlage des CCfD Zahlungen für den Einsatz von grünem Wasserstoff in der Direktreduktionsanlage gewährt werden, müssen die Kriterien für den grünen Wasserstoff den Anforderungen des Art. 27 RED II bzw. RED III und dem dazu erlassenen delegierten Rechtsakt entsprechen.

Fraglich ist darüber hinaus, inwieweit die grüne Eigenschaft des in der geförderten Direktreduktionsanlage produzierten Stahls noch anderweitig vermarktet werden kann. Aus beihilfenrechtlicher Sicht ist dies vor allem dann problematisch, wenn diese bereits vom Staat oder einer gesellschaftlichen Gruppe finanziert wurde – etwa über eine Förderung der grünen Stromerzeugung für den Strom, der im Elektrolyseur eingesetzt wurde, um grünen Wasserstoff zu erzeugen, der dann wiederum der Herstellung von grünem Rohstahl dient. Sofern in diesem Fall durch die zusätzliche Vermarktungsoption eine Überkompensation der Beihilfeempfänger entsteht, wäre dies ein Verstoß gegen das Beihilfenrecht.<sup>212</sup> Ggf. wären dann vorhergehende Förderungen in der Wertschöpfungskette bei der Höhe der Förderung im CCfD (oder auch in Förderrichtlinien) zu berücksichtigen. Zudem kann auch ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot entstehen, wenn damit alternative Strategien wie das Stahlrecycling diskriminiert werden.<sup>213</sup> Für den vergleichbaren Fall der Vermarktung von nach dem EEG geförderten Grünstrom besteht daher ein gesetzliches Doppelvermarktungsverbot, welches die Weitergabe von Herkunftsnachweisen für nach dem EEG geförderten Strom untersagt. In der Literatur werden allerdings auch Spielräume für eine Lockerung des Doppelvermarktungsverbotese gesehen, wenn die Förderung aus Haushaltsmitteln finanziert

---

<sup>210</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, Oktober 2017, S. 6ff; *Spieth*, NVwZ 2015, 1173.

<sup>211</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, Oktober 2017, S. 6.

<sup>212</sup> Vgl. zur vergleichbaren Diskussion bei der Grünstromkennzeichnung, *Sösemann*, in Altrock/Oschmann/Theobald, EEG-Kommentar, 3. Auflage 2011, § 56, Rn. 2 -3.

<sup>213</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, S. 48.

wird und der Marktwert für die Vermarktungsnachweise bei der Bemessung der Höhe der finanziellen Förderung berücksichtigt wird.<sup>214</sup>

#### 4) Vereinbarkeit mit dem Verfassungsrecht

Auf nationaler Ebene müsste sich ein CCfD insbesondere an Art. 3 Abs. 1 GG messen. Vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung liegt eine rechtfertigungsbedürftige Ungleichbehandlung vor allem vor, wenn die Förderung auf bestimmte Unternehmen oder einen Unternehmenszweig beschränkt wird sowie ausschließlich der Einsatz von grünem Wasserstoff nicht aber anderen erneuerbaren Energieträgern wie grünem Strom zugelassen wird (Ausgestaltungsfrage). Zulässig wäre eine solche Ungleichbehandlungen nur dann, wenn sie durch den Umweltschutz rechtfertigen ließe, was etwa bei einer Ungleichbehandlung von grünem Wasserstoff und grünem Strom zur Defossilisierung der Stahlerzeugung wohl nicht der Fall wäre. Wäre eine Ungleichbehandlung zulässig, etwa von grünem Wasserstoff (CCfD-fähig) und Koks Kohle (nicht CCfD-fähig), wäre diese Maßnahme voraussichtlich auch verhältnismäßig.

#### 5) Ausgestaltungsoptionen zur Refinanzierung der Förderzahlungen

Wie bereits angesprochen, kommt für die Art und Weise der finanziellen Förderung durch den CCfD insbesondere eine Klimaschutz-bezogene, vertraglich vereinbarte Marktprämie in Betracht. Diese würde die Differenz zwischen dem Vertragspreis (vereinbarte Klimaprämie/Basispreis, die die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen bepreist und die Technik wirtschaftlich machen soll) und dem Referenzpreis (tatsächlicher aktueller CO<sub>2</sub>-Preis) ausgleichen. Wie bereits dargelegt, sehen die KUEBLI grundsätzlich eine Steuerung über Ausschreibungen vor. In diesem Fall würde sich der Bezugspunkt für die Prämie aus dem Ausschreibungsergebnis ergeben, der den Basispreis festlegt. Würde die Förderhöhe ausnahmsweise doch administrativ festgelegt, sollte über eine Degression der technologische Fortschritt sowie Lerneffekte berücksichtigt werden. In diesem Fall kommt ein Ex-Post-Zahlungsausgleich, bei dem der vertraglich festgelegte Basispreis jährlich an die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten angepasst wird, in Betracht.<sup>215</sup> Sowohl im Falle von Ausschreibung wie ggf. einer administrativen Festlegung der Förderhöhe

---

<sup>214</sup> *Stiftung Umweltenergierecht*, „Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf in der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen“, Diskussionspapier v. 05.08.2020, abrufbar unter: [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/08/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_WueBerichte\\_50\\_Doppelvermarktungsverbot.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/08/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_50_Doppelvermarktungsverbot.pdf).

<sup>215</sup> BT-Drs. 19/23624, S. 3.

sollten die Erlöse aus anderen Bereichen oder durch parallele Förderungen, falls diese noch bestehen, voll zu berücksichtigen sein.

In Betracht käme grundsätzlich eine Finanzierung der Zahlungspflichten aus den CCfD aus dem Bundeshaushalt über Bundessteuern. Dies könnte damit begründet werden, dass die Finanzierung der Kosten für die Umstellung der Produktionsprozesse von Stahl etwa auf wasserstoffbasierte Technologien mit einem Nutzen für die Allgemeinheit verbunden ist und besser aus Steuereinnahmen als über einen EEG-Umlage-ähnlichen Aufschlag auf Energiepreise oder Stahlpreise o.ä. finanziert werden soll. Bei der zu erwartenden Finanzierung aus Bundesmitteln wäre aber ein beihilferechtliches Notifizierungsverfahren jedenfalls erforderlich. Alternativ könnte man die Refinanzierung der „unterstützenden Zahlungsbeträge“ aus dem CCfD über einen Fonds sicherzustellen. Entsprechende Überlegungen wurden im Zusammenhang mit einer möglichen Änderung des EEG-Ausgleichsmechanismus diskutiert.<sup>216</sup> Es wäre denkbar, bei der Ausgestaltung als Fonds oder bei einer Finanzierung über den Bundeshaushalt die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Steuer bzw. dem Emissionshandel für die Finanzierung zu verwenden. Vermutlich wird eine Steuerfinanzierung nach eine Notifizierung als rechtssicherer Weg einzustufen sein und könnte deshalb politisch favorisiert werden.

Die Geltungsdauer eines CCfD selbst sollte wegen des Beihilfenrechts grundsätzlich von vornherein begrenzt werden.

## F. Rechtliche Randbedingungen für den Import von grünem Wasserstoff

### I. Import aus anderen europäischen Ländern

Für den Import von Wasserstoff aus anderen europäischen Ländern sind vor allem die Grundfreiheiten, insbesondere die **Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV**, zu beachten. Deren sachlicher Anwendungsbereich ist eröffnet, wenn eine Ware vorliegt. Hierunter können auch Gase fallen.<sup>217</sup> Zudem muss der Sachverhalt einen grenzüberschreitenden Bezug aufweisen, was betreffend den Import von Wasserstoff auch regelmäßig erfüllt sein dürfte.

Als potenzielle Eingriffe in die Warenverkehrsfreiheit kommen dabei vor allem Diskriminierungen in Betracht. Problematisch wären zum Beispiel zunächst sog. men-

---

<sup>216</sup> *Diekmann/Breitschopf/Lehr*, Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, GWS Discussion Paper, 2015, <https://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/gws-paper15-18.pdf>, zuletzt abgerufen am 03.10.2021.

<sup>217</sup> *Leible/T. Streinz*, in Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der EU, Art. 34 AEUV, Rn. 28.

genmäßige Einfuhrbeschränkungen etwa in Form einer Begrenzung der Einfuhr von Wasserstoff. Solche Regelungen dürften aber wohl eher nicht Gegenstand der Diskussion sein. Als Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit werden allerdings auch sog. „Maßnahmen gleicher Wirkung“ erfasst. Dies umfasst „jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar, mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern“ (sog. Dassonville-Formel).<sup>218</sup> In diesem Rahmen könnten etwa unterschiedliche Festlegungen bei den Anforderungen für die Definition von grünem Wasserstoff zwischen den Mitgliedstaaten oder eine eingeschränkte Anerkennungsfähigkeit von importiertem grünem Wasserstoff in nationalen Fördermaßnahmen sowie einschränkende Anforderungen für die Zertifizierbarkeit Potential für eine Diskriminierung aufweisen. Ob solche Maßnahmen in die Warenverkehrsfreiheit eingreifen und inwieweit diese dann ggf. gerechtfertigt werden können, ist eine Frage des Einzelfalls und kann hier nicht abschließend beantwortet werden. Festzuhalten ist aber, dass nach dem aktuellen RED-III-Entwurf die Anforderungen an die grüne Wasserstoffherstellung aus Art. 27 RED II i.V.m. dem delegierten Rechtsakt auf alle Sektoren, einschließlich der Industrie, ausgeweitet werden sollen. Es spricht damit viel dafür, zur Vermeidung etwaiger Diskriminierungen, diesen Wasserstoffbegriff auch für den Industriesektor entsprechend umzusetzen. Nach der Rechtsprechung kann darüber hinaus eine territoriale Beschränkung der Förderung auf im Inland erzeugte Produkte im Einzelfall zulässig sein.<sup>219</sup> Zu beachten ist aber auch, dass die RED II wiederum klare Tendenzen hin zu einer Öffnung der Förderregelungen vorsieht (vgl. Art. 5 RED II). Auch bei der Einführung einer Zertifizierung sollte beachtet werden, dass auf europäischer Ebene ein europaweites Herkunftsnachsystem für Gase, welches auch für Wasserstoff greift, entwickelt wird (sog. CertifHy-Projekt).

## II. Import aus Drittstaaten

Für den Import aus Drittstaaten sind insbesondere die Vorgaben **des Internationalen Zoll- und Handelsabkommens (GATT)** zu beachten. Art. I 1 GATT verbietet die Diskriminierung „gleichartiger“ Waren (sog. Meistbegünstigungsprinzip). Art. III GATT gebietet die diskriminierungsfreie Behandlung von eingeführter und inländischer „gleichartiger“ Ware (sog. Inländergleichbehandlung). Art. XI GATT verbietet schließlich ebenfalls mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen. Sofern eine europäische Regelung dabei den Import von grünem Wasserstoff besonders fördern sollte, wäre also zunächst zu prüfen, inwieweit grüner Wasserstoff und sonstiger Wasserstoff eine „gleichartige“ Ware in diesem Sinne darstellen. Der Begriff der Gleichar-

<sup>218</sup> EuGH, Urteil vom 11.07.1974, RS8/74, Rn. 5 – „Dassonville“.

<sup>219</sup> *Leible/T. Streinz*, „Das Recht der Europäischen Union“, 73. EL Mai 2021, Art. 34 AEUV, Rn. 119 mit weiteren Nachweisen.

tigkeit wird im GATT nicht definiert. Die Rechtsprechung legt dabei vor allem folgende Kriterien zu Grunde: 1) gemeinsame physische Merkmale u. Eigenschaften, Endverwendungen u. zolltarifliche Einstufung, 2) gegenseitige Konkurrenz der Waren und 3) etwaige Verbraucherpräferenzen. Danach spricht einiges dafür, grünen Wasserstoff und sonstigen Wasserstoff als gleichartige Waren einzustufen. Insofern würde damit das Gebot der Nichtdiskriminierung und Inländergleichbehandlung greifen. Dieses schließt es aber nicht aus, an inländischen und importierten Wasserstoff gleichermaßen strenge Treibhausgaseinsparungsanforderungen o. Nachhaltigkeitskriterien zu stellen. Je nach Einzelfall kann auch eine Rechtfertigung möglich sein, insb. nach Art. XX GATT.

In Bezug auf Zertifizierungen und Produktkennzeichnung (Labelling) kommt es demgegenüber auf das **Übereinkommen über technische Handelshindernisse (TBT-Agreement)** an. Das Übereinkommen bezieht sich auf „technische Vorschriften“, die in Annex I definiert sind und enthält auch insoweit ein vergleichbares Diskriminierungsverbot in Bezug auf gleichartige Produkte („like products“).

Sofern ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichsmechanismus eingeführt werden soll, ist auch dessen Vereinbarkeit mit dem WTO-Recht zu klären.

## Teil 4 Zusammenfassung

### I. Klimaneutralität: Herausforderungen für die Industrie

Deutschland hat sich mit dem novellierten Klimaschutzgesetz das Ziel gesetzt, bis 2045 treibhausgasneutral zu sein. Die Europäische Union will die Klimaneutralität spätestens im Jahr 2050 erreichen. Die Industrie stellt dies vor enorme Herausforderungen, da hierfür eine aufwendige Umstellung der Produktionsprozesse und Verfahrensweisen auf klimaneutrale Technologien erforderlich ist. In der Stahlindustrie umfasst dies insbesondere die Umstellung von der Hochofenroute auf die Direktreduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff, die übergangsweise auch mit Erdgas erfolgen kann.<sup>220</sup> Dabei weist der Industriesektor die Besonderheit auf, dass die kapitalintensiven Produktionsanlagen häufig über sehr lange Lebensdauern von 50 und mehr Jahren verfügen. Daher muss in vielen Fällen bereits der nun anstehende Investitionszyklus genutzt werden, um die bestehenden Produktionsstandorte auf CO<sub>2</sub>-neutrale Verfahrensweisen umzurüsten.<sup>221</sup> Daraus folgt, dass die notwendigen Schritte in Richtung Transformation des Industriesektors bereits jetzt eingeleitet werden müssen. Dabei gilt es zu vermeiden, dass Produktionsstandorte in Deutschland aufgegeben und ins weniger streng regulierte Ausland verlagert werden (Carbon Leakage-Risiko).<sup>222</sup>

Für die technologische Umstellung besteht eine weitere ganz entscheidende Herausforderung darin, dafür zu sorgen, dass grüner Strom und daraus resultierende Folgeprodukte – insbesondere grüner Wasserstoff – in ausreichenden Mengen und zu tragbaren Kosten zur Verfügung stehen.<sup>223</sup> Dabei kommen unterschiedliche Beschaffungsoptionen in Frage, die durch die Stahlhersteller auch kumulativ genutzt werden können: denkbar wäre eine Wasserstoffbelieferung über einen Wasserstoffhändler bzw. eine dann bestehende Wasserstoffbörse. Transportiert würde dieser beigemischte Wasserstoff zunächst über eine kaufmännisch-bilanzielle Lieferung (Gasabtausch) über das Erdgasnetz, mit Übergang zu einer Reinversorgung mit Wasserstoff muss dieser dann über eine Wasserstoffpipeline an den Stahlstandort geliefert werden. Der Wasserstoff kann darüber hinaus auch in Elektrolyseanlagen am Stahlstandort selbst erzeugt werden. In diesem Fall würde der Stahlstandort über das Stromnetz mit grünem Strom beliefert und dort grüner Wasserstoff zur Erzeugung von grünem Stahl (anteilig) vor Ort erzeugt. In Ausnahmefäl-

<sup>220</sup> *Prognos u.a.*, Klimaneutrales Deutschland 2045. Langfassung, S. 49.

<sup>221</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 12.

<sup>222</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 36.

<sup>223</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, November 2019, S. 37.

len könnte der grüne Strom auch über eine Direktleitung etwa von einem Windpark oder Solarpark an den Elektrolyseur am Stahlstandort geliefert werden. Schließlich ist auch vorstellbar, dass Stahlhersteller ihren Wasserstoffbezug auch dadurch absichern, dass sie grünen Wasserstoff selbst an einem dritten Ort herstellen, also etwa bei einem von ihnen oder von Dritten betriebenen Windpark. Probleme bereiten insbesondere die hohen Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Verbrauch von Strom sowie der stockende Ausbau der Stromerzeugungsanlagen. Letzteres ist insbesondere auf die mangelnde Flächenverfügbarkeit für den Zubau neuer Windenergieanlagen und die Dauer und Komplexität der Genehmigungsverfahren zurückzuführen. Auch die Transportinfrastruktur muss zur Verfügung stehen. Auch hier sind dringend weitere Reformen des Genehmigungsrechts nötig. Neben der heimischen Wasserstoff- und Stromproduktion muss auch der Import vor allem von grünem Wasserstoff aufgebaut werden.

## II. Sicherer und wirtschaftlicher Zugang zu erneuerbarem Strom und Wasserstoff

Für den Verbrauch von Strom zur Herstellung von Wasserstoff können verschiedene Steuern, Abgaben oder Umlagen entstehen, die damit einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Herstellung von grünem Wasserstoff haben. Dies gilt zunächst für die sog. EEG-Umlage. Der Verbrauch von Strom in einem Elektrolyseur ist grundsätzlich als Letztverbrauch einzustufen, so dass hierfür eine Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage entstehen kann. Dies gilt sowohl, wenn der Strom an den Betreiber des Elektrolyseurs geliefert wird, als auch wenn dieser sich den Strom selbst erzeugt („Eigenerzeugung“). Unter den Voraussetzungen der Eigenversorgung kommt wiederum eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % nach **§ 61b Abs. 1 EEG 2021** in Betracht, sofern der Strom für die Herstellung des Wasserstoffs aus einer Erneuerbare-Energien-Anlagen bezogen wird. Darüber hinaus wurden mit dem EEG 2021 zwei weitere Privilegierungstatbestände für die Wasserstoffherzeugung geschaffen: Nach **§ 64a EEG 2021** kann die EEG-Umlage für die Herstellung von Wasserstoff in stromkostenintensiven Unternehmen auf Antrag auf mindestens 15 % reduziert werden. Der Antrag kann sowohl durch ein Unternehmen gestellt werden, bei dem der Schwerpunkt die Wasserstoffherzeugung darstellt, als auch durch einen selbstständigen oder einen nichtselbständigen Teil eines Unternehmens, das einem anderen Industriezweig zuzuordnen ist, sofern bei dem selbstständigen oder einen nichtselbständigen Teil eines Unternehmens der Schwerpunkt die Wasserstoffherstellung ist. Sofern eine Stromkostenintensität des Unternehmens, des selbstständigen Unternehmensteils oder des nichtselbständigen Unternehmensteils von über 20 % besteht, kann die EEG-Umlage weiter

reduziert werden auf insgesamt 0,5 % der Bruttowertschöpfung, wobei jedoch mindestens eine EEG-Umlage von 0,1 ct/kWh zu zahlen ist.

Die Anforderungen an einen selbständigen Unternehmensteil wie an ein eigenständiges Unternehmen richten sich im Grundsatz nach der Definition in § 3 Nr. 47 EEG 2021. Die Rechtsprechung wendet hier die Regelung in Bezug auf einen selbständigen Unternehmensteil sehr viel strenger an als in Bezug auf ein eigenständiges Unternehmen. Ein Unternehmen darf zum Beispiel die grundsätzlich erforderlichen Unternehmensfunktionen outsourcen, beim selbständigen Unternehmensteil ist dies nicht gestattet. Zwar kann der Antrag auch durch einen nicht-selbstständigen Unternehmensteil gestellt werden und der Unternehmensbegriff des § 3 Nr. 47 EEG 2021 wurde im Zuge der letzten EEG-Novelle für den Anwendungsbereich des § 64a erweitert, diese Regelungen sind aber aktuell noch nicht von der EU-Kommission genehmigt.

Alternativ zur EEG-Umlagereduzierung nach § 64a EEG 2021 kommt eine EEG-Umlagebefreiung nach **§ 69b EEG 2021** für die **grüne Wasserstoffherzeugung** in Betracht. Unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff als grün in diesem Sinne anzusehen ist, wird durch die Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) bestimmt. Gemäß § 12i EEV umfasst dies nur Wasserstoff, der innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden eines Kalenderjahres in einer Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff (Elektrolyseur) elektrochemisch hergestellt wird und bestimmte Anforderungen an den Strombezug einhält. Auch diese Regelung ist bisher noch nicht beihilfenrechtlich genehmigt worden. Zudem strebt die Bundesregierung künftig einen einheitlichen Wasserstoffbegriff für alle Sektoren an. Gegenwertig sind die in der EEV einerseits und in der aktuell allein zugänglichen, ersten Entwurfsfassung des delegierten Rechtsaktes der Kommission zu Art. 27 der Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (RED II) andererseits definierten Anforderungen noch nicht identisch. Dies betrifft zum Beispiel das Kriterium der sog. „Zusätzlichkeit“, welche bisher nur im Europäischen Recht angewendet wird und von den Akteuren als ein entscheidendes Hemmnis für den Markthochlauf der grünen Wasserstoffproduktion betrachtet wird. Die konkrete Ausgestaltung des Europäischen Rechtsrahmens weist damit eine entscheidende Bedeutung auf. Dessen Entwicklung, insbesondere die endgültige Fassung des delegierten Rechtsaktes und die Novellierung der RED II, bleiben abzuwarten. Zu berücksichtigen ist allerdings auch, dass die EEG-Umlage bereits im kommenden Jahr (2022) nur noch 3,723 ct/kWh betragen wird und ggf. in den Jahren nach ca. 2025 auch gänzlich entfallen könnte. Damit könnte ein wesentliches aktuelles ökonomisches Hemmnis Vergangenheit werden. Dieses sollte aber nicht durch letztlich mit einem Bekenntnis zu einem Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft nicht vereinbare Anforde-

rungen an die Greenness des zunehmend und final vollständig THG-neutralen Wasserstoffes als ökonomische Realisierungsschranke abgelöst werden.

Im Hinblick auf Netzentgelte und netzentgeltgekoppelte Umlagen sowie die Stromsteuer stehen bisher keine konkreten Vorschläge zur Modifizierung der bisherigen Regelungen im Raum. Wegen der seit vielen Jahren geforderten Anpassung des Abgabe- und Umlagesystems vor allem zur Anreizsetzung für eine CO<sub>2</sub>-Reduzierung, aber ggf. auch für einen noch weitergehenden bundesstaatlichen Ausgleich sind aber auch in diesen Bereichen Änderungen in den nächsten Jahren vorstellbar. Netzentgelte fallen dabei grundsätzlich an, wenn der Strom für die Herstellung des Wasserstoffs über das Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird. Für Power-to-Gas-Anlagen – dies umfasst auch Elektrolyseure – besteht nach **§ 118 Abs. 6 Satz 7 und 8 EnWG** aber ein Anspruch auf eine vollständige Befreiung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme des Elektrolyseurs. In der Praxis bestehen allerdings noch vereinzelt Unsicherheiten, inwieweit diese Befreiungsvorschrift auch dann greift, wenn der Wasserstoff nicht rückverstromt und nicht wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Die im Zuge der NABEG-Novelle angekündigte gesetzgeberische Klarstellung ist bis heute nicht erfolgt und sollte angesichts dieser Unsicherheiten zügig nachgeholt werden. Die Befreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 7 und 8 EnWG umfasst darüber hinaus nicht die netzentkoppelten Abgaben und Umlagen. Im Hinblick auf die Stromsteuer kommt für den für die Elektrolyse verwendeten Strom auf Antrag eine vollständige Entlastung nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 Stromsteuergesetz erfolgen.

### III. Hochskalierung von Schlüsseltechnologien

Um die Erzeugung von grünem Stahl vorantreiben zu können, muss der hierfür benötigte grüne Wasserstoff in den wohl meisten Fällen perspektivisch ganz überwiegend vom Standort seiner Erzeugung (Elektrolyseur) zum Standort der Direktreduktion des Eisenerzes (Stahl- oder Eisenschwammherstellung) transportiert werden. Die besondere Herausforderung im Bereich der Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen liegt derzeit darin, neben der Einführung von Aufsichtsstrukturen für einen Monopolbereich auch die entsprechenden Wasserstoffnetze und damit die Wasserstoffwirtschaft insgesamt **aufzubauen**.<sup>224</sup> Dem versuchen die mit der EnWG-Novelle 2021 neu eingeführten rechtlichen Vorgaben für Wasserstoffleitungen und Wasserstoffnetze gerecht zu werden. Die mit dem EnWG 2021 eingeführten Regelungen bilden jedoch lediglich eine *nationale Startregulierung*. Die EU wird voraussichtlich noch im vierten Quartal 2021 im Rahmen des dritten Energie-

---

<sup>224</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 117 f.

pakets für Gasmärkte EU-weite Vorgaben für den Energieträger Wasserstoff vorstellen.

Soweit es in Deutschland bereits reine Wasserstoffleitungen/-netze gibt, unterfallen diese bisher keiner Regulierung, sondern dem allgemeinen Kartellrecht. Falls Interessen Dritter betroffen sind, kann jedenfalls § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB unter bestimmten Voraussetzungen einen Zugang zu den Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen ermöglichen. In der EnWG-Novelle 2021 wurde daher davon abgesehen, alle bestehenden oder künftigen Wasserstoffleitungen/-netze zwingend einer Regulierung zu unterwerfen. Stattdessen sollen Betreiber selbst entscheiden („Opt-in“-Modell), ob ihr Geschäftsmodell für den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur durch den Rechtsrahmen unterstützt werden kann.<sup>225</sup>

- Der Opt-in ist *unwiderruflich* und gilt für alle Wasserstoffnetze eines Betreibers.
- Entscheidet sich der Betreiber eines Wasserstoffnetzes für die zurzeit bestehende Regulierung des Netzbetriebs (Opt-in), muss sie Dritten den Netzzugang nach Maßgabe der §§ 28n und 28o EnWG zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen und Netzentgelten gewähren. Die Vorgaben sind dabei nicht wesentlich andere als im Strom- und Gasnetzbetrieb.
- Gemäß der Gesetzesbegründung sowie ausweislich des ausdrücklichen Wortlauts des § 28k Abs. 2 Satz 1 EnWG sollen durch die Pflicht zur buchhalterischen Entflechtung **Diskriminierungen und Quersubventionierungen** zwischen dem Betrieb von Wasserstoffnetzen und *anderen Tätigkeiten* (insbesondere der Betrieb von Erdgasversorgungsnetzen) verhindert werden.<sup>226</sup> Das Verbot der Quersubventionierung leitet der deutsche Gesetzgeber aus dem EU-Recht ab, wonach die Entgelte für die Erbringung von Erdgasfernleitungsdienstleistungen nur die tatsächlichen Kosten des Erdgasfernleitungsnetzes widerspiegeln und keine Kosten anderer Aktivitäten wie bspw. die Errichtung eines Wasserstoffnetzes enthalten dürfen.<sup>227</sup>

---

<sup>225</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 118.

<sup>226</sup> Vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 119.

<sup>227</sup> Artikel 13 Abs. 1 S. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom 13.07.2009 (FerngasZVO) und Artikel 7 S. 2 lit. b) der Verordnung (EU) 2017/460 vom 16.03.2017 (NC TAR), vgl. BT-Drs, 19/27453, S. 119.

- Ausweislich der Gesetzesbegründung zur EnWG-Novelle 2021 bleibt die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (**Beimischung**) von den Vorgaben zur Regulierung von Wasserstoffnetzen im Abschnitt 3b des EnWG unberührt. Vielmehr bleibt die Beimischung innerhalb des *bestehenden Rechtsrahmens* möglich.

Die Anwendbarkeit der Biogasvorschriften in der GasNZV für grünen Wasserstoff setzt zunächst voraus, dass Wasserstoff definitorisch als Biogas i. S. d. GasNZV eingestuft wird.

- Aus der Begriffsbestimmung in § 32 Nr. 1 GasNZV ergibt sich mittelbar, dass in der GasNZV derselbe Biogasbegriff gilt wie im EnWG. Im derzeit geltenden Recht wird nach § 3 Nr. 10f EnWG durch Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff als Biogas eingeordnet, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 stammt. Laut der Gesetzesbegründung ist ein Anteil von erneuerbaren Energiequellen von **mindestens 80 Prozent** erforderlich.<sup>228</sup>
- Besteht der Erzeugung von Wasserstoff genutzte Strom hingegen nicht weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. allgemeiner Strommix), liegt kein Biogas vor. Der Begriff Biogas (und auch Gas) verfolgen demnach einen **technologiespezifischen Ansatz**, sodass für andere, gegebenenfalls ebenso klimaneutrale Herstellungspfade (z. B. Methanpyrolyse, Dampfreformierung, Chlor-Alkali-Elektrolyse) die Vorzüge einer vorrangigen Biogaseinspeisung nach Maßgabe des Teils 6 der GasNZV nicht gelten.
- Die in Teil 6 der GasNZV geregelten Privilegien für Biogas setzen ferner voraus, dass das Biogas in ein **Gasversorgungsnetz eingespeist** wird, vgl. die §§ 32 Nr. 2 und 33 Abs. 1 GasNZV („Gasversorgungsnetz“). Da reine Wasserstoffnetze allerdings gerade keine Gasversorgungsnetze i. S. d. § 3 Nr. 20 EnWG sind, finden die §§ 31 bis 37 GasNZV nur im Fall der Einspeisung von Biogas bzw. grünem Wasserstoff in das Erdgasversorgungsnetz, nicht jedoch in ein reines Wasserstoffnetz i. S. d. § 3 Nr. 39a EnWG Anwendung.

---

<sup>228</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 50.

Gerade bei kürzeren Distanzen kann der für die Stahlerzeugung benötigte grüne Wasserstoff vom Standort seiner Erzeugung zum Stahlstandort auch innerhalb eines Inselnetzes oder über eine Wasserstoff-Direktleitung transportiert werden. Auch wenn Wasserstoff-Direktleitungen und Inselnetze im Begriffskatalog des § 3 EnWG nicht unmittelbar aufgeführt werden, stellen diese jedenfalls auch Wasserstoffleitungen dar. Anwendung finden damit die für Wasserstoffleitungen geltenden regulatorischen Vorgaben für das Planfeststellungsverfahren (§ 43l EnWG), für Gestattungs- und Wegenutzungsverträge (§ 113a EnWG) sowie für Umstellungsvorhaben (§ 113c Abs. 3 EnWG). Als Wasserstoffleitung sind Wasserstoff-Direktleitungen sowie Inselnetze zugleich Wasserstoffanlagen und damit Energieanlagen i. S. d. § 3 Nr. 15 EnWG. Daher muss auch die technische Sicherheit nach Maßgabe des § 49 EnWG bzw. der Übergangsregelungen in § 113c Abs. 1 und 2 EnWG gewahrt werden.

#### IV. Hemmnisse

Hemmnisse drohen im Zusammenhang mit der Veröffentlichung des Delegierten Rechtsaktes der Europäischen Kommission zu grünem Wasserstoff hinsichtlich:

- **Zusätzlichkeit** des grünen Stroms für die Anerkennungsfähigkeit von grünem Wasserstoff
- **Regionale** Komponente.

Fraglich ist zudem, ob ausreichend **EE-Strom** zur Verfügung gestellt werden kann. Zudem werden aktuell die Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien (UEBLL) der Europäischen Kommission überarbeitet. In diesen Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) ist gegenwertig vorgesehen die Herstellung von Industriegasen zu streichen. Eine Ausnahme für die Erzeugung von grünem oder THG-neutralem Wasserstoff als Industriegas findet sich dort bislang nicht. Dies ist unbedingt abzuändern, da anderenfalls Regelungen wie etwa § 64a EEG 2021 nicht genehmigungsfähig wären und also nicht geschaffen werden dürften. Darüber hinaus ist nach den UEBLL fraglich, inwieweit Betriebskostenförderungen für die Industrie wie etwa durch Klimaschutzverträge, zulässig sind. Die neuen Leitlinien sollten daher klar definieren, inwieweit solche Förderungen beihilfenrechtlich zulässig sein können, da die Zeit für die Einleitung der Transformation der Industrie drängt und nicht durch weiteren bürokratischen Aufwand verzögert werden sollte.

Zudem verfolgt das nationale Recht in Fällen der Beimischung einen technologie-spezifischen Ansatz. Auf EU-Ebene wird im Rahmen der Richtlinie 2009/73/EG des

Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (GasRL 2009) hingegen ein technologieoffener Ansatz verfolgt, wonach die (auf Erdgas zugeschnittenen) Vorgaben der GasRL 2009 auch für sonstige Gase wie z. B. Wasserstoff gelten, wenn diese in das Erdgasnetz eingespeist werden (also in Fällen der Beimischung). Festzuhalten ist daher, dass im Rahmen der Beimischung der Wasserstoffbegriff der GasRL 2009 (technologieoffener Ansatz) und der des EnWG (technologiespezifischer Ansatz) auseinanderfallen. Demgegenüber wird bei Wasserstoff als eigenständigen Energieträger bzw. bei reinen Wasserstoffnetzen gerade nicht nach Herstellungspfaden unterschieden. Weshalb der nationale Gesetzgeber im Rahmen der EnWG-Novelle 2021 den technologie-spezifischen Ansatz in den Begriffsbestimmungen zu Gas bzw. Biogas (§ 3 Nr. 19a bzw. 10f EnWG) und damit in den Fällen der Beimischung nicht beseitigt hat, lässt sich aus der Gesetzesbegründung nicht entnehmen. Für einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff ist es daher erforderlich, auch bei der Beimischung einen technologieoffenen Ansatz zu verfolgen und § 3 Nr. 19a und 10f EnWG entsprechend anzupassen.

## V. Anreize zur emissionsarmen Stahlherstellung

### 1) Instrumentenbeschreibungen

Eine erfolgreiche Umstellung auf CO<sub>2</sub>-neutrale Produktionsverfahren in der Stahlindustrie benötigt einen politischen Rahmen, der Investitionen in solche Produktionsverfahren erfolgreich anreizt. Der Europäische Emissionshandel, dem auch die Stahlindustrie unterliegt, sorgt hier bisher nicht für einen hinreichenden Investitionsanreiz und bedarf daher einer weitergehenden Komplettierung durch zusätzliche Politikinstrumente. Hier sind verschiedene Optionen denkbar, näher betrachtet werden dabei folgende Instrumente:

- Gesetzliche Verpflichtung für bestimmte, im Zeitverlauf zunehmende THG-Reduktion bzw. zum ebenso zunehmenden anteiligen Inverkehrbringen von grünem Stahl
- Labelling von grünem Stahl/ Anteil an grünem Stahl
- Klimaschutzverträge, insbesondere Carbon Contracts for Difference (CCfD)

Geschaffen werden könnte zunächst eine **feste**, sich auf der Zeitschiene erhöhende **gesetzliche Vorgabe** im Zusammenhang mit dem Prozess der zunehmenden THG-Reduktion bei der Stahlherstellung – also der „Grünwerdung“ von Stahl. Vorgegeben werden könnte eine **THG-Minderungsverpflichtung**, nach der bei der Herstellung von Stahl auf der Zeitachse zunehmend immer mehr Treibhausgas reduziert werden müssen. Diese Verpflichtung wäre insbesondere durch die Erzeu-

gung von Rohstahl über die Direktreduktion des Eisenerzes mit einem zunehmenden Anteil von grünem Wasserstoff zu erfüllen, grundsätzlich aber zunächst ggf. auch über den Einsatz von grünem Strom bei der Herstellung von Stahl aus Schrott auf der Elektroöfen-Lichtbogenroute. Ähnlich könnte das Instrument grundsätzlich auch ausgestaltet werden über eine gesetzliche Verpflichtung zur Inverkehrbringung von einem zunehmenden Anteil von grünem Stahl (aus grünem Wasserstoff und/oder grünem Strom) an der insgesamt in Deutschland in Verkehr gebrachten (abgesetzten) Stahlmenge. Jeweils müssten Verkäufer von Stahl in ihren Produkten einen über die Jahre anwachsende Reduktion der THG-Emissionen bzw. einen anwachsenden Anteil grünen Stahl erreichen. Diese Verpflichtung wären pönalisiert: Bei Nichteinhaltung würden im Grundsatz Strafzahlungen fällig. Die Refinanzierung der zusätzlichen Aufwendungen würde über die Wertschöpfungskette erfolgen (müssen, wenn nicht eine Kombination mit einem anderen Instrument gewählt wird), wobei jedes betroffene Unternehmen sein Produkt entsprechend in Abhängigkeit von der Wettbewerbssituation verteuert. Während sich so eine Tonne Stahl in Abhängigkeit des jeweiligen (ansteigenden) Anteils an grünem Stahl noch recht spürbar – im zweistelligen Prozentbereich – verteuerte, würde dieser Betrag etwa in einem mit diesem Stahl hergestellten Pkw zu einer kaum spürbaren Verteuerung führen – die Rede ist insoweit von 1,5 % oder unter 500,- €.

Eine Förderung der Erzeugung von grünem Stahl könnte auch über eine Kennzeichnung des grünen hier Stahl erfolgen, der mit erneuerbaren Energien (hier etwa unter Verwendung grünen Wasserstoffs) hergestellt werden. Solche Kennzeichnungen können sowohl als ein verpflichtendes, als auch als ein freiwilliges Kennzeichnungssystem ausgestaltet sein. Sie können ferner entweder durch den Staat geschaffen und administriert sein oder aber in privatwirtschaftlicher Initiative und Trägerschaft erfolgen. Auch können Kennzeichnungen auf vielfältige Art ausgestaltet werden: über eine Bewertungsskala (z.B. ähnlich den Energieeffizienzklassen (A-G) bei Elektrogeräten), eine Zahl (z.B. CO<sub>2</sub>- bzw. THG-Emission „im“ Produkt), einem prozentualen Anteil erneuerbarer Energien im Verhältnis zum Gesamtenergieeinsatz (z.B. zu 30% produziert aus Erneuerbaren Energien) oder auch in einem binären „ja/nein-Schema“ (z.B. Produktstandard für grüne Produkte wird erfüllt). Die Einführung solcher Kennzeichnung grüner Industrieprodukte kann zunächst in einzelnen Sektoren mit besonders hohem Energieeinsatz – hierzu zählt insbesondere der vorliegend untersuchte Bereich der Stahlindustrie – eingeführt und zu einem späteren Zeitpunkt auf weitere Industriesektoren ausgeweitet werden.

Schließlich könnte eine Förderung über **Klimaschutzverträge** oder Differenzverträge (insb. Carbon Contracts for Difference) erfolgen: Um die Klimaneutralität im

Jahr 2045 zu erreichen, muss die Umstellung der kohlebasierten Hochofenroute auf klimaneutrale Technologien zügig angestoßen werden. Klimaschutzverträge erlauben es, die Mehrkosten einer CO<sub>2</sub>-armen Produktion abzusichern, die über den Marktpreis für das betreffende Produkt (hier: grünen Stahl) nicht erzielt werden können. Sie stellen daher ein besonders geeignetes Instrument dar, um die Transformation in der Stahlbranche schnell voranzubringen.<sup>229</sup> Als Klimaschutzverträge werden bisher einerseits insbesondere sog. Kohlendioxid-Klimaschutzverträge verstanden (auch Kohlendioxid-Differenzverträge oder Carbon Contracts for Difference genannt, im Folgenden: **CCfD**).<sup>230</sup> Diese knüpfen hinsichtlich der Schwankung der gezahlten Differenzbeträge an die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises an.

Etwas anders ausgestaltet sind Differenz- oder Klimaschutzverträge, bei denen die Höhe der gezahlten Differenz sich grundsätzlich in Abhängigkeit von der Entwicklung des **Marktwerts** des geförderten **grünen Stahls** entwickelt. Hier sind wiederum zwei Varianten vorstellbar. Entweder würde danach – wie bei dem Ansatz des Förderprogramms **H2-Global** (Doppelvertragsmodell) – einerseits die Erzeugung von grünem Stahl ausgeschrieben und dieser von einem zentralen Aufkäufer abgenommen, der diese dann über Handelsplattformen am Markt veräußert. Der Erzeuger bekommt dann jeweils den Preis pro Tonne grünem Stahl, zu dem er den Zuschlag in der Ausschreibung bekommen hat. Der volkswirtschaftlich aufzubringende Förderbetrag ergibt sich hier aus dem Delta dieses Einkaufspreises und dem Verkaufspreis, den der Aufkäufer am Markt erlöst.<sup>231</sup> Allerdings erscheint eine Stahlwirtschaft mit einem zentralen Rohstahlaufkäufer weder technisch noch ökonomisch vorstellbar. Oder der Mechanismus würde schlanker so ausgestaltet, dass in einer Ausschreibung der grundsätzliche Bedarfspreis des Grünstahlanbieters pro Tonne und der Förderbetrag unter Abzug des jeweils aktuellen Preises für Stahl ermittelt werden. Da aber nach Branchenaussagen auch ein öffentlich zugänglicher Marktpreis für Rohstahl nicht besteht, erscheint ein Klimaschutzvertrag im Typus „Contract for Difference“, also in der Untervariante, in der der benötigte Preis pro Tonne gegen den Stahl-Marktpreis gespiegelt wird, als aktuell nicht oder nur schwer realisierbar.

Vorliegend wurde deshalb die Ausgestaltungsvariante eines CCfD rechtlich geprüft. Allerdings ist absehbar, dass die rechtliche Prüfung in der Ausgestaltungsvariante

---

<sup>229</sup> *Agora Energiewende u.a.*, Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Stahlbranche, S. 5.

<sup>230</sup> BT-Drs. 19/31890, S. 1.

<sup>231</sup> *BBH* (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Legal evaluations of potential policy support instruments, Commissioned by Agora Energiewende, S.15 ff.: H<sub>2</sub> supply contracts; *Agora Energiewende and Guidehouse* (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>, S. 46 f.

riante CfD sehr ähnlich verlaufen würde. Von einer eigenen diesbezüglichen Prüfung wurde deshalb abgesehen.

## 2) Rechtliches Prüfungsergebnis im Überblick

Aus rechtlicher Sicht kann die Einführung dieser Instrumente verschiedenen juristischen Hürden begegnen:

In Bezug auf das Europäische Recht handelt es sich vor allem um das Beihilfenrecht, sofern das betreffende Instrument eine Beihilfe darstellt. Im Übrigen ist die Warenverkehrsfreiheit zu beachten, wobei viel dafür spricht, dass sich etwaige Eingriffe durch den Umweltschutz rechtfertigen lassen. Von Bedeutung ist darüber hinaus das Europäische Sekundärrecht, insbesondere die Vorgaben der RED II und der Emissionshandelsrichtlinie. Bei letzterer steht vor allem die Frage im Vordergrund, inwieweit diese ergänzende nationale Maßnahmen zum Emissionshandel zulässt.

Aus verfassungsrechtlicher Sicht kommen vor allem die Berufsfreiheit gemäß Art. 12 GG und der Gleichbehandlungsgrundsatz gemäß Art. 3 GG zum Tragen, wobei auch hier eine Rechtfertigung aus dem Gesichtspunkt des Umweltschutzes jeweils als möglich erscheint.

Insgesamt sind dabei keine durchgreifenden Bedenken gegenüber den geprüften Instrumenten ersichtlich. Vieles ist aber auch von der konkreten Ausgestaltung abhängig und bleibt damit einer weitergehenden Prüfung im Zuge der Konkretisierung und Ausgestaltung der einzelnen Instrumente vorbehalten.

Berlin, 23.03.2022

Dr. Martin Altmann  
Rechtsanwalt

Jens Vollprecht  
Rechtsanwalt

Johannes Nohl  
Rechtsanwalt

Christine Kliem  
Rechtsanwältin

Vuong Nguyen  
Rechtsanwalt

Simon Hillmann  
Rechtsanwalt