



TransHyDE

Studie zum Rechtsrahmen einer
zukünftigen Wasserstoffwirtschaft



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Rechtswissenschaftliche Studie

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft

Die vorliegende Studie skizziert und analysiert den aktuellen Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur und der energierechtlichen Regulierung. Sie nimmt dabei sowohl nationale als auch europäische Vorgaben in den Blick.

Zitiervorschlag

Allolio/Ohle/Schäfer (2022): *Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft*. Rechtswissenschaftliche Studie im Auftrag der Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie.

Autorinnen

Friederike Allolio

friederike.allolio@ikem.de

Leony Ohle

leony.ohle@ikem.de

Judith Schäfer

judith.schaefer@ikem.de

Die Autorinnen bedanken sich für die wertvolle Unterstützung von Florentina Schmidt und Lennart Freese.

Auftraggeberin

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie

Gulbener Straße 23 in 03046 Cottbus

Förderhinweis

Diese Studie entstand im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Wasserstoff-Leitprojekts „TransHyDE“.

Disclaimer

Für den Inhalt der Studie zeichnen sich die Studienautorinnen verantwortlich. Der Inhalt stellt nicht zwingend die Auffassung des Auftrag- oder Fördergebers dar.

Bearbeitungsstand ist der 1. Oktober 2022.



**Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.**

Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

+49 (0)30 408 1870 10
info@ikem.de

www.ikem.de

Inhaltsverzeichnis

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft¹

Inhaltsverzeichnis	3
1 Executive Summary	1
2 Einleitung	6
3 Methodik	8
4 Status Quo-Analyse des bestehenden Rechtsrahmens	9
4.1 Erzeugung von grünem Wasserstoff	9
4.1.1 Begriffsbestimmung grüner Wasserstoff	9
4.1.2 Planungs- und genehmigungsrechtliche Dimension	10
4.1.3 Stromsteuer und Netznutzungsentgelte	21
4.2 Transportinfrastruktur	29
4.2.1 Wasserstoffnetze	30
4.2.2 Wasserstoffspeicher	46
4.2.3 Vergaberecht	48
4.2.4 Importterminals	50
4.2.5 Hemmnisanalyse	53
4.3 Gefahrguttransport via Straße, Schiene und Schiff	60
4.3.1 Internationale Gefahrgutklassifizierung	61
4.3.2 Überblick der gefahrgutrechtlichen Vorschriften	62
4.3.3 Hemmnisanalyse	67
4.4 Energierechtlicher Regulierungsrahmen	68
4.4.1 Gasmarkt und Regulierung	68
4.4.2 Die Regulierung reiner Wasserstoffnetze im EnWG	77
4.4.3 Das Gaspaket	87
4.4.4 Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz	95
4.5 Nutzung von grünem Wasserstoff	101
4.5.1 Industriesektor	102
4.5.2 Verkehrssektor	102
4.5.3 Grüner Wasserstoff im Emissionshandel	109
4.5.4 Hemmnisanalyse	112
4.6 Rechtlicher Förderrahmen	117

4.6.1	Europäischer Rahmen	117
4.6.2	Nationaler Rahmen	126
4.6.3	Förderinstrumente	129
4.6.4	Hemmnisanalyse	135
5	Conclusio	138
6	Kurzübersicht	139
7	Quellenverzeichnis	140

1 Executive Summary

Beschleunigte Anstrengungen sind erforderlich, um die Wasserstoffinfrastruktur für die Erzeugung, Einfuhr und Beförderung von 20 Millionen Tonnen Wasserstoff bis 2030 zu schaffen.¹

Grüner Wasserstoff wird ein wesentlicher Baustein eines nachhaltigen Energiesystems auf Grundlage erneuerbarer Energien sein. Der zügige und effektive Aufbau eines solchen Systems hat durch die aktuelle geopolitische Situation eine neue Dringlichkeit erhalten. Grüner Wasserstoff nimmt dabei eine zentrale Rolle bei der Begrenzung fossiler Abhängigkeit und der Dekarbonisierung der Wirtschaft ein. Maßgeblich für das Gelingen dieser Vorhaben ist neben technischen und ökonomischen Bedingungen auch ein konsistenter Rechtsrahmen auf nationaler und europäischer Ebene, der den zügigen Markthochlauf für grünen Wasserstoff ermöglicht, unterstützt und begleitet.

Diese rechtswissenschaftliche Studie bietet eine **Status-Quo-Analyse** des bestehenden Rechtsrahmens der Wasserstoffwirtschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette mit Schwerpunkt auf der Transportinfrastruktur. **Ziel** der Studie ist es, hieraus einen Überblick über zu adressierende Hemmnisse und Lücken im bestehenden Rechtsrahmen auf nationaler und europäischer Ebene abzuleiten, die einem effektiven Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft entgegenstehen könnten. Diese Erkenntnisse dienen als Grundlage für Überlegungen zu möglichen Anpassungen des Rechtsrahmens. Anspruch dieser Studie ist es dabei, die betrachteten Rechtsgebiete auch für Nichtjurist:innen verständlich darzustellen.

Übergeordnete Erkenntnis dieser Studie ist, dass der Gesetzgeber die Bedeutung von grünem Wasserstoff als Element einer auf erneuerbaren Energien aufbauenden Wirtschaft zwar erkannt hat, ein konsistenter Rechtsrahmen gleichwohl noch nicht entlang der gesamten Wertschöpfungskette vorliegt. Neue planungsrechtliche Vorschriften zur Privilegierung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff bergen beispielsweise das Potenzial, den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft aktiv zu fördern. Demgegenüber verbleiben gerade im Bereich der energiewirtschaftlichen Regulierung erhebliche Rechtsunsicherheiten aufgrund eines fragmentarischen Charakters des Regelungsregimes. Hier, wie auch in anderen Regelungsbereichen, liegt dieses Problem auch in der hohen Dynamik der Gesetzgebungsprozesse und der Notwendigkeit einheitlicher europäischer Regelungen begründet. Der nationale Gesetzgeber ist darauf angewiesen, europarechtliche Entwicklungen abzuwarten, um im Sinne eines europäischen Binnenmarktes zu agieren.

Im Folgenden werden die so **identifizierten Hemmnisse** in der Bearbeitungsreihenfolge zusammenfassend dargestellt. Dabei kann differenziert werden zwischen einer unklaren Rechtslage, die zu Rechtsunsicherheit führt, die für den vorliegenden Zweck der Studie als Hemmnis eingestuft wird, und konkreten rechtlichen Hemmnissen, dahingehend, dass die derzeitige Rechtslage konkret einer Umsetzung entgegensteht.

Ein wesentliches und wertschöpfungsstufenübergreifendes Hemmnis im Hinblick auf eine unklare Rechtslage ist an erster Stelle die **fehlende Definition der Begriffe des erneuerbaren oder grünen Wasserstoffs**. Eine uneinheitliche Begriffsbestimmung in Fachgesetzen führt zu Rechtsunsicherheit, die auf große Teile des Rechtsrahmens der Wasserstoffwirtschaft durchschlägt. Die Herausforderung einer allgemeingültigen Definition liegt auch in den umfassenden Konsequenzen der Entscheidungsfindung begründet: Zu strenge Anforderungen haben das Potenzial den Markthochlauf entlang aller Wertschöpfungsstufen zu hemmen, während eine zu weite Begriffsbestimmung nicht mit dem Ziel der Dekarbonisierung der Sektoren vereinbar ist. Insbesondere auf europäischer Ebene finden mit den Entwürfen zum Delegierten Rechtsakt und der RED III derzeit dynamische und richtungsweisende Entwicklungen statt. Die Verzögerung der Entscheidungsfindung stellt schon für sich genommen ein relevantes Hemmnis dar. Innerhalb der bisher vorgeschlagenen Kriterien sind insbesondere die Merkmale der Zusätzlichkeit und der Zeitgleichheit als kritisch für den Markthochlauf herauszustellen.

¹ Europäische Kommission, RePowerEU, COM (2022) 230, S. 9.

Im Hinblick auf die **Erzeugung** von grünem Wasserstoff bestimmt das **Planungs- und Genehmigungsrecht** für die Errichtung von Elektrolyseuren über die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Vorhabens und hat Einfluss auf die notwendigen Kosten und die Dauer des Verfahrens. Rechtsunsicherheit besteht hinsichtlich der **Einordnung von Elektrolyseuren unter die Genehmigungstatbestände des Bundesimmissionsschutzgesetzes**, was die Planungssicherheit für Anlagenbetreiber gefährden kann. Darüber hinaus ist die Einordnung von Elektrolyseuren als **Industrieemissionsanlage** verfehlt. Die Industrieemissionsrichtlinie sollte um einen Ausnahmetatbestand für Elektrolyseure zumindest unter bestimmten Schwellenwerten erweitert werden. Das derzeit erforderliche formalisierte Genehmigungsverfahren legt dem Antragsteller spezielle Betriebspflichten auf und hat eine erhöhte Komplexität und Dauer im Vergleich zum einfachen Verfahren zur Folge. All dies steht dem Ziel eines effektiven Ausbaus der Elektrolysekapazität entgegen. Auf nationaler Ebene wäre die Einführung eines nach Erzeugungsleistung stufenden Genehmigungstatbestands zu prüfen. Elektrolyseure sollten ferner aus dem Anwendungsbereich der Anlage 1 UVPG ausgenommen werden, da die Berücksichtigung der störfallrelevanten Lagerungskapazität für Wasserstoff bereits durch die 4. Bundesimmissionsschutzverordnung erfolgt.

Bauplanungsrechtlich verbleiben Rechtsunsicherheiten hinsichtlich der Zuordnung von Elektrolyseuren im Außenbereich zu den Privilegierungstatbeständen des § 35 Abs. 1 BauGB. Für die Einordnung als Vorhaben zur Erforschung, Entwicklung oder Nutzung von Wind- oder Wasserenergie gilt eine vermutete immanente Leistungsgrenze von 5 MW bei deren Überschreitung ein Bebauungsplan und damit ein komplexes, zeitintensives und nicht zuletzt angreifbares Verfahren erforderlich wird. Auch dies hat das Potenzial sich negativ auf den Ausbau der Elektrolysekapazität auszuwirken. Hier setzt aber die Bundesregierung mit einem Gesetzesvorschlag bereits an und will einen entsprechenden klarstellenden § 249a BauGB einfügen, der die Subsumtion von Elektrolyseuren unter die Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB klarstellt und entsprechende Voraussetzungen statuiert.

Strombezugskosten, die bei der Erzeugung grünen Wasserstoffs durch Wasserelektrolyse anfallen, sind für eine erfolgreiche Etablierung von grünem Wasserstoff als Energieträger dessen Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu anderen Energieträgern ein wesentlicher Faktor. Zunächst ist festzustellen, dass durch den Wegfall der EEG-Umlage ab dem 01.01.2023, eine begrüßenswerte Senkung der Strombezugskosten erreicht wurde. Während das Stromsteuergesetz bereits weitgehende Befreiungstatbestände vorsieht, die in vielen Fällen eine Befreiung für den Strombezug für die Elektrolyse ermöglichen, sollte gesetzgeberisch auf ein **weniger fragmentiertes Regime** hingewirkt werden. Die **hohen formellen Anforderungen an die Antragsteller** stehen einer einfachen Anwendung entgegen. Der zentrale Befreiungstatbestand für Elektrolyseure in § 9a StromStG ist tatbestandlich auf das **produzierende Gewerbe** beschränkt und könnte angepasst werden, um eine direkte und rechtssichere Subsumtion der Wasserstoffelektrolyse zu gewährleisten. Zwar weitestgehend geklärt und in der Behördenpraxis umgesetzt, verbleibt aufgrund der vorangegangenen Diskussion eine Restunsicherheit ob aus dem sogenannten **Speicherprivilegs** des § 118 Abs. 6 EnWG, eine Netzentgeltbefreiung für Elektrolyse resultiert.

Ein konsistenter und klarer Rechtsrahmen ist für den Aufbau einer **Wasserstofftransportinfrastruktur** ebenfalls unerlässlich, um Investitionsanreize für Betreiber und Infrastrukturentwickler zu schaffen und eine effektive Verfahrensabwicklung zu ermöglichen. Der vom Gesetzgeber eingeführte **genehmigungsrechtliche Rahmen für die Umrüstung von Erdgasnetzen auf Wasserstoffnetze** hat insbesondere durch die in § 43 I Abs. 4 und 5 EnWG verankerten Verfahrensvereinfachungen ein erhebliches **Beschleunigungspotenzial** und könnte sich in der Gesamtschau als ein **wirksames Instrument im Transformationsprozess** erweisen. Im Detail ist das Regime mit Blick auf die Umsetzung in der Praxis in einigen Punkten verbesserungswürdig: So können die kurzen behördlichen Entscheidungsfristen nur dann eine Beschleunigungswirkung entfalten, wenn die entsprechenden **behördlichen Ressourcen** ausgebaut und entsprechende Fachexpertise aufgebaut werden. Hier könnten **konkretisierende Verwaltungsvorschriften** eine erhebliche Erleichterung darstellen. Trotz einiger rechtlicher Unklarheiten ist weiterhin grundsätzlich positiv die Einführung der Auslegungsregel nach § 113 Abs. 2 EnWG hervorzuheben, die die direkte Fortgeltung bestehender Konzessionsverträge im Kontext der Umwidmung von Wasserstoffnetzen anordnet. Um mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten, muss insbesondere die **Entwicklung von technischen Standards** im Rahmen des § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG vorangetrieben werden. Diese spielen bei der Beschleunigung eine große Rolle, da sie Abwägungs- und Genehmigungsentscheidungen im Sinne der Einhaltung der Sicherheitsanforderungen zu erleichtern.

Bei der **Speicherinfrastruktur** besteht **Rechtsunsicherheit** hinsichtlich einer potenziellen Planfeststellungspflichtigkeit für Wasserstoffkavernenspeicher nach dem Bergbaurecht. Hier bedarf es einer **gesetzlichen Klarstellung** und gegebenenfalls entsprechende Erleichterungen für die Umrüstung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff, die bislang noch nicht angelegt sind. Im Bereich der **Importterminalinfrastruktur** wird insbesondere relevant, inwieweit die nach dem LNGG geplanten stationä-

ren Importterminals für den Import grüner Wasserstoffderivate umgerüstet werden können. Hierin liegt ein erhebliches Beschleunigungspotenzial, da dann mittelbar von den Beschleunigungsmaßnahmen des LNGG profitiert würde. Insoweit bleibt insbesondere auch abzuwarten, inwieweit diese Beschleunigungsmaßnahmen Eingang in das allgemeine planungsrechtliche Regime finden. Sonst liegt hier auch ein erhebliches Hemmnis in der **Verfahrensdauer** und **extensiven Sicherheits- und Abstandsvorschriften**.

Die **Beschleunigung von Verfahren** kann als Kernelement der gesetzgeberischen Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Bereich des Planungs- und Genehmigungsrechts bezeichnet werden. Dies wird unterstrichen durch die dynamische Entwicklung auf nationaler und europäischer Ebene. Beschleunigungsmaßnahmen fanden sich im Oster- bzw. Sommerpaket - hier in erster Linie im Bereich der Erzeugung und des Energieimports - und werden für das Herbstpaket erwartet, das etwa einen bundeseinheitlichen Artenschutzstandard enthalten soll, der gerade für den Netzausbau aber auch für den Neubau von Hafenterminals einen wichtigen Hebel darstellen kann. Weitere zentrale Ansatzpunkte für die Beschleunigung des Ausbaus der Wasserstofftransportinfrastruktur sind die **Digitalisierung wesentlicher Verfahrensschritte** und die **Begrenzung der verwaltungsgerichtlichen Verfahrensdauer**. Entsprechende Gesetzesvorhaben laufen bereits sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene.

Im Bereich des **Gefahrgutrechts** können sich für den nicht leitungsgebundenen Transport Hemmnisse ergeben, da der **rechtliche Rahmen für die Zulassung von neu entwickelten Behältnissen für Wasserstoffträgermedien fehlt**. Hieraus kann sich Planungsunsicherheit für Vorhabenträger ergeben. Aus gefahrgutrechtlichen **Tunnelbeschränkungen** ergeben sich Probleme hinsichtlich der Routenoptionen, gleichermaßen aus dem **Verlagerungsgrundsatz**.

Neben dem planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen ist eine **kohärente und zielführende energierechtliche Regulierung** wesentlich für die Etablierung von Wasserstoff als Energieträger. Verfehlt der Regulierungsrahmen entsprechende Anforderungen, stellt dies ein erhebliches Hindernis für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft dar.

Das EnWG sieht im Hinblick auf Betreiber von Wasserstoffnetzen die **Wahlmöglichkeit** vor, sich dem im Juli 2021 eingeführten Regulierungsregime des §28j EnWG ff zu unterwerfen. Die gesetzlichen Vorgaben sind dabei als **Übergangsregime** ausgestaltet, da sich der Markt am Anfang seiner Entwicklung befindet und die wesentlichen Regelungen im Sinne eines europäischen Binnenmarktes auf europäischer Ebene getroffen werden müssen. Es setzt nur begrenzt Anreize für Netzbetreiber und seit Veröffentlichung des Entwurfs der Kommission wird sich in vielen Fällen für Wasserstoffnetzbetreiber anbieten, die Gesetzgebung der EU abzuwarten.

Im Regulierungsregime des EnWG finden sich Detailregelungen, die aufgrund rechtlicher Unklarheiten und teils inkonsistenter Vorgaben zu Unsicherheiten in der Umsetzung und damit zur Hemmung des Markthochlaufs führen können. Rechtsunsicherheit ergibt sich aus den Regelungen zur **Bedarfsprüfung** sowie hinsichtlich des Umfangs der **Entflechtungsregelungen**. Nicht abschließend geklärt ist, ob die erst im Dezember 2021 verabschiedete Wasserstoffnetzentgeltverordnung in der jetzigen Form Bestand haben wird. Eine Neuausrichtung wäre mindestens zeitintensiv und stellt damit ein potenzielles Hemmnis dar.

Der Entwurf zum Gaspaket enthält erstmals europäische Vorgaben zur **Regulierung reiner Wasserstoffnetze**, deren Umsetzung erhebliche Änderungen am nationalen Rechtsrahmen erfordern würde. Als wesentliches potenzielles Hemmnis identifiziert die Studie die von der Kommission vorgeschlagenen **Entflechtungsregelungen**. Nur in einer Übergangsphase soll das ITO-Modell für Fernleitungsnetzbetreiber zugelassen sein, während danach das **Ownership-Unbundling als Grundmodell** dienen soll. Dies hätte gerade für die deutsche Landschaft der Netzbetreiber erhebliche Konsequenzen, in der das ITO-Modell weit verbreitet ist. Die Auswirkungen von strengen Entflechtungsvorgaben zeigen sich auf Verteilernetzebene. Hier müssten vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen umgestellte Wasserstoffnetze bis 2031 verkaufen, oder die eigene Gasnetzbetreibergesellschaft an einen Dritten zu veräußern. Dies würde gerade für Stadtwerke eine erhebliche Belastung darstellen und setzt insbesondere keine Investitionsanreize. Darüber hinaus würde auch eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung von im Konzernverbund betriebenen Wasserstoff-, Gas- und Stromnetzen sinnvolle Synergien erschweren und den **Aufbau ineffektiver Doppelstrukturen** begünstigen. Die Regelungen können damit ein grundlegendes Hemmnis darstellen. Hinsichtlich der vorgesehenen **Netzzugangsregulierung** sollte von Möglichkeiten der Flexibilisierung, gerade in der Anfangsphase des Wasserstoffhochlaufs, Gebrauch gemacht werden. So wäre es sinnvoll, auch Wasserstoffspeicherinfrastruktur für diese Übergangszeit die Möglichkeit zu eröffnen, den Zugang im Wege des **verhandelten Netzzugangs** zu gewähren. Hinsichtlich der **abweichenden Definitionen für das Entry-Exit-System** in Verordnung und Richtlinie sollte zur Klarstellung eine Vereinheitlichung der Definition erfolgen.

Die derzeitigen Vorgaben aus dem Gaspaket hätten ein erhebliches Potenzial, den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu erschweren. Insofern ist hervorzuheben, dass es sich um einen **Entwurf** handelt, der sowohl in den Reihen der Marktakteure als auch auf politischer Ebene teils großen Widerstand gestoßen ist. Auch aus dem im Juni 2022 vorgelegten Entwurf des Berichterstatters des Energieausschusses des EU-Parlaments geht hervor, dass nach seiner Ansicht die strengen Regelungen zur Entflechtung keinen Bestand haben sollten.

Wird mittels Wasserelektrolyse hergestellter **Wasserstoff** in das **bestehende Erdgasnetz eingespeist**, finden im Wesentlichen die regulatorischen Vorgaben für Gasnetze Anwendung. Die Einspeisung kann gerade in der Anfangsphase den Markthochlauf unterstützen und die **Nachfrageseite** bei der Infrastrukturetablierung bedienen. Die Beimischungsgrenzen sind dabei anhand der Arbeitsblätter 260 und 262 des DVGW zu bestimmen. Sie sollten in diesem Kontext stets weiterentwickelt werden, sodass technische Entwicklungen, die künftig eine höhere Beimischungsgrenze ermöglichen, rasch umgesetzt werden können. Der Entwurf des Gaspakets enthält hierzu die Vorgabe, dass Fernleitungsnetzbetreiber ab dem 01.10.2025 an den Kopplungspunkten zwischen den Mitgliedsstaaten grenzüberschreitende Gasflüsse mit einem Wasserstoffgehalt von bis zu 5 % akzeptieren müssen. Fehlen die entsprechenden technischen Leitlinien, kann diese Vorgabe ein Hemmnis in der Umsetzung darstellen. Fällt Wasserstoff darüber hinaus unter den Begriff des **Biogases**, gelten besondere **Privilegierungstatbestände** aus der GasNZV und GasNEV.

Auf der Nachfrageseite stehen die Clean-Vehicles-Directive und das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz. Diese sehen **Quotenregelungen** für den Verkehrssektor in Form von Mindestzielen für die **öffentliche Beschaffung** von sauberen Straßenfahrzeugen vor. Hiervon sind insbesondere wasserstoffbetriebene Fahrzeuge umfasst. In dieser Hinsicht schöpft Deutschland bisher nicht die europarechtlichen Möglichkeiten aus. Es besteht darüber hinaus die Gefahr einer uneinheitlichen Umsetzung durch die Bundesländer. In diesem Kontext steht auch der Entwurf der **AFIR**, mit der europaweit der Aufbau einer flächendeckenden, öffentlich zugänglichen Tank- und Ladeinfrastruktur gefördert werden soll. Hier sollten **Etappenziele formuliert** werden, welche vor 2030 zu erreichen sind und die Einführung hinreichender strenger Vorgaben mit Blick auf Mindestabstand von Wasserstofftankstellen vorangetrieben werden. **Quotenregelungen** - auch nach der RED - stehen gerade in der Anfangsphase grundsätzlich in einem deutlichen **Spannungsverhältnis zu der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff**.

Ein **kohärenter Förder- und Handlungsrahmen** ist essenziell, um ausreichende Anreize für den Markthochlauf entlang der gesamten Wertschöpfungskette und über die unterschiedlichen Marktrollen hinweg zu schaffen, insbesondere durch konsistente, differenzierte und rechtlich robuste Förderinstrumente, die die hohen zu tätigenden privatwirtschaftlichen Investitionen flankieren.

Die von der Kommission als Mitteilung herausgegebenen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (**KUEBLL**) dienen der Konkretisierung des beihilferechtlichen Prüfmessens der Kommission im Bereich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Mit **hohen materiellen Prüfungsanforderungen und offenen Prüfungsergebnissen**, sowie damit einhergehenden **langen Genehmigungsverfahren** stellen die KUEBLL in der aktuellen Fassung ein wesentliches Hindernis insbesondere im Hinblick auf Investitions- und Planungssicherheit dar. Es sollten Kriterien mit klaren Mindestanforderungen geschaffen werden, die einerseits mehr Spielraum bei den Details der beihilferechtlichen Ausgestaltung bei den Mitgliedsstaaten und andererseits keinen Interpretationsspielraum belassen. Es muss für Mitgliedsstaaten vorhersehbar sein, in welchem beihilferechtlichen Rahmen sie sich bewegen und wo Freiräume zur eigenen Gestaltung der Förderregelungen sind. Die Novelle der AGVO geht dabei in die richtige Richtung, schöpft aber hinsichtlich Wasserstoffs nicht alles verfügbare Potenzial aus. Die AGVO kann dabei als zentraler Hebel im Förderregime fungieren.

In diesem Rahmen muss dann zügig ein Förderungssystem etabliert werden, das transparent und leicht zugänglich auf die einzelnen Sektoren anwendbar ist. Bislang unterscheiden sich die Förderprogramme insbesondere auf Länderebene erheblich und gerade im Bereich der **Betriebskostenförderung** bestehen **Lücken**. Entsprechende Förderrichtlinien sollten zügig auf den Weg gebracht werden. In diesem Kontext bestehen zudem beihilferechtliche Problemstellungen in Bezug auf eine mögliche Wettbewerbsverzerrung und damit beihilferechtliche Unzulässigkeit. Eine Klarstellung der Kommission konkret in Bezug auf Wasserstoffprojekte wäre daher sinnvoll.

Um langfristige Planungs- und Investitionssicherheit zu generieren, müssen Förderinstrumente langfristig und nicht nur mittelfristig eingesetzt und insbesondere gegenüber den derzeitigen Ansätzen in KUEBLL und IPCEI deutlich vereinfacht werden und schneller umsetzbar sein. H2 Global ist hier ein wichtiger Hebel gerade für den Import und kann langfristige Investitionssicherheit bieten. Demgegenüber ist die Befristung der Förderung für wasserstoffbasierte Stromspeicherung nach dem EEG

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

zum Jahr 2028 zu kurz gegriffen. Auch wenn es wichtig ist, die aktuellen Entwicklungen in die rechtliche Umsetzung miteinzubeziehen und damit auch auf der Rechtssetzungsebene flexibel und dynamisch zu bleiben, muss ein Plan für die Förderung darüber hinaus bestehen.

2 Einleitung

Grüner Wasserstoff ist vielseitig und flexibel einsetzbar. Wasserstoff kann die Energiewende somit erheblich unterstützen und wird aus diesen Gründen eine zentrale Rolle bei der Transformation der Energiewirtschaft spielen. Hierüber herrscht sowohl in Politik als auch Wissenschaft Konsens.² Wasserstoff kann als Rohstoff oder Energiequelle in industriellen und chemischen Prozessen und im Luft- und Seeverkehr eingesetzt werden. So können Wirtschaftszweige dekarbonisiert werden, in denen eine unmittelbare Elektrifizierung technisch nicht möglich oder nicht wettbewerbsfähig ist. Die Europäische Kommission schätzt ausgehend von den RePowerEU-Plänen, dass etwa 30 % der Primärstahlerzeugung in der EU bis 2030 durch erneuerbaren Wasserstoff dekarbonisiert werden. Dafür sind 1,4 Mio. Tonnen Wasserstoff und Investitionen in Höhe von 18-20 Mrd. erforderlich.³ Bei der Integration und dem Ausgleich des Energiesystems kommt Wasserstoff somit eine wesentliche Bedeutung zu, weil er sich flexibel ein- und ausspeichern lässt.⁴ Vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Ereignisse ist die Bedeutung von Wasserstoff für die Erreichung der Klimaschutzziele, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Unabhängigkeit von einzelnen Energieimporten weiter gestiegen.

Bereits die Klimaziele 2030 sind so anspruchsvoll, dass sie ohne einen umfassenden Einsatz von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren nicht erreicht werden können.⁵ Neben der Elektrifizierung, die in einigen Sektoren ihre Grenzen hat, wird Wasserstoff – auch als wesentliches Element der Sektorenkopplung⁶ – mitunter als zweite Säule der Energiewende gehandelt.⁷ Ziel der europäischen⁸, nationalen⁹ und auch regionalen¹⁰ Strategien ist daher der Markthochlauf für Wasserstofftechnologien, sowie die Schaffung einer wettbewerbsfähigen Wasserstoffwirtschaft bzw. eines funktionierenden Binnenmarkts in der Europäischen Union.¹¹ Dafür bedarf es auch eines durchdachten und kohärenten Rechtsrahmens, der drei notwendige Bedingungen für den Markthochlauf ermöglicht: Bereitstellung von Produktionskapazitäten, Sicherstellung von Liquidität und effiziente Preissetzung sowie der Aufbau einer Transport- und Verteilerinfrastruktur.¹²

Sicherheit für die hohen privatwirtschaftlichen Investitionen in die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur durch geeignete und verlässliche Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene ist dabei zwingend.¹³ Unter diesem Aspekt hat auch der Nationale Wasserstoffrat Bedarf zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie gesehen und in einem Eckpunktepapier¹⁴ folgendes Maßnahmenbündel zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft vorgeschlagen:

- Schaffung eines Zertifizierungs- und Handelssystems zur Etablierung eines liquiden Wasserstoffmarktes
- Zügiger Auf- und Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur
- Rascher Hochlauf der Verfügbarkeit von klimaneutralem Wasserstoff und seinen Derivaten durch einheimische Erzeugung und insbesondere frühzeitige Importe aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland

² Stiftung Umweltenergie recht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 42.

³ Europäische Kommission, RePowerEU, COM (2020) 230, S. 9.

⁴ Erwägungsgrund 30a, Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 14. September 2022 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD)).

⁵ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁶ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 2.

⁷ Held, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (145).

⁸ Europäische Kommission, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 2020.

⁹ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.

¹⁰ Beispielsweise: Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer, Norddeutsche Wasserstoffstrategie, 2019.

¹¹ Held, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (145).

¹² Held, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (145).

¹³ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 1, 5.

¹⁴ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022.

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

- Schaffung eines kohärenten (Förder-)Rahmens zum Aufbau von Absatzmärkten für Wasserstoff
- Forschung und Entwicklung für eine nachhaltige Wasserstoffevolution mit Fokus auf der Realisierung von großskaligen und ganzheitlichen Demonstrationsprojekten.

Vor diesem Hintergrund betrachtet diese Studie den aktuellen Rechtsrahmen für eine Wasserstoffwirtschaft mit einem besonderen Schwerpunkt auf die Transportinfrastruktur und die energierechtliche Regulierung. Die Ergebnisse eines im Rahmen der Erstellung der Studie durchgeführten Workshops mit relevanten Vertretern der Praxis, wie Fernleitungsnetzbetreibern sind dabei in die Analyse miteingeflossen.

3 Methodik

Gegenstand der vorliegenden **rechtlichen Begutachtung** ist der geltende Rechtsrahmen auf nationaler und europäischer Ebene für eine Wasserstoffinfrastruktur unter besonderer Berücksichtigung des Wasserstofftransports und der energierechtlichen Regulierung. Auf Basis dieser Analyse werden wesentliche Hemmnisse, die sich aus den rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben, identifiziert. Der Untersuchungsschwerpunkt liegt auf den rechtlichen Rahmenbedingungen für den Aufbau und den Betrieb **einer Transportinfrastruktur** für Wasserstoff in Deutschland, während im Bereich Nutzung und Erzeugung nur ausgewählte Themenbereiche beleuchtet werden.

Dabei wird das Thema eines Zertifizierungs- und Handelssystem ausgeklammert, das als eigenständiges rechtliches Themenfeld betrachtet werden kann. Auch das Thema Forschung und Entwicklung erfordert einer gesonderten Betrachtung und wird somit in dieser Studie nicht adressiert. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien ist gleichermaßen unabdingbar für einen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft, soll aber in dieser Studie ebenfalls nicht behandelt werden.

Es erfolgt zunächst eine Status Quo-Analyse der hier betrachteten geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen in Form einer deskriptiven Darstellung der wesentlichen Bestimmungen. Die Darstellung erfolgt anhand der Wertschöpfungskette von der Erzeugung (4.1) über den leitungsgebundenen (4.2) und nicht-leitungsgebundenen (4.3) Transport über die energierechtliche Regulierung von Wasserstoffnetzen (4.4) über die Nutzung (4.5) hin zum Förderrahmen (4.6). Es werden dabei potenziell auf Wasserstoffinfrastrukturvorhaben anwendbare und einzuhaltende Vorschriften mit ihren wesentlichen Voraussetzungen dargestellt. Anhand dieser Status Quo-Analyse werden wesentliche Hemmnisse identifiziert und in einem Schlusskapitel zu dem jeweiligen Abschnitt analysiert und tabellarisch zusammengefasst. Abschließend erfolgt ein Kurzfazit.

4 Status Quo-Analyse des bestehenden Rechtsrahmens

Das folgende Kapitel widmet sich der Status Quo-Analyse des Rechtsrahmens für eine potenzielle Wasserstoffwirtschaft. Dabei nimmt es die Erzeugung (4.1), den leitungsgebundenen Transport unter Berücksichtigung von Speichern und Import (4.2), gefahrgutrechtliche Aspekte zum nicht-leitungsgebundenen Transport (4.3), die energierechtliche Regulierung von Wasserstoffnetzen (4.4), den Rechtsrahmen für die Anreize für die Nutzung von Wasserstoff – insbesondere Quoten - (4.5) sowie den förderrechtlichen Rahmen (4.6) in den Blick. Jeder Teil schließt mit einer Analyse der so identifizierten Hemmnisse.

4.1 Erzeugung von grünem Wasserstoff

Der Ausbau der heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff ist ein wesentlicher Baustein in der Etablierung einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur. Wenngleich nicht der gesamte Bedarf an Wasserstoff über die heimische Erzeugung gedeckt werden kann, muss auch hier angesetzt werden, um so weit wie möglich unabhängig von (notwendigen) Importen zu sein und insbesondere Importkosten zu vermeiden. Im Folgenden wird kurz auf die Begriffsbestimmung für grünen Wasserstoff einschließlich der damit einhergehenden Problematik eingegangen, um sodann die planungs- und genehmigungsrechtlichen Aspekte für den Ausbau der heimischen Elektrolyseleistung darzustellen. Im Anschluss werden die so identifizierten rechtlichen Hemmnisse für einen zügigen Ausbau dargestellt.

4.1.1 Begriffsbestimmung grüner Wasserstoff

Diese Studie bezieht sich grundsätzlich auf CO₂-neutralen Wasserstoff, mithin **grünen oder erneuerbaren Wasserstoff**. Während das Thema Zertifizierung und Herkunftsnachweise ausgeklammert wird, soll im Folgenden kurz der aktuelle Stand zur Begriffsbestimmung für grünen Wasserstoff skizziert werden, während näher auf das Thema an der entsprechenden Stelle zur Nutzung im Verkehrssektor (4.5.2.1.2) eingegangen wird. Eine einheitliche Begriffsbestimmung ist zentral für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft, aber gleichermaßen komplex in den Auswirkungen.

Sind die Kriterien zu eng gefasst, so kann das den Markthochlauf an den entscheidenden Stellen hemmen. Es bedarf grundsätzlich eines erheblichen Zubaus der erneuerbaren Energien, die künftig nicht mehr nur für die konventionelle Stromversorgung, sondern in erheblichen Mengen auch für die Erzeugung grünen Wasserstoffs benötigt werden. Hier müssen auch entsprechende **Anreize für den Zubau** gesetzt werden, um erneuerbare Energien nicht aus dem Elektrizitätssektor zur Wasserstoffherzeugung abzuziehen. In diesem Spannungsverhältnis bewegt sich die aktuelle Diskussion um die Definition für grünen Wasserstoff.

Nach herkömmlichem Verständnis gilt Wasserstoff als **grün**, wenn er mittels Elektrolyse unter Strombezug aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Wann grüner Wasserstoff in bestimmten Sektoren privilegiert ist und beispielsweise auf bestimmte Quoten anrechenbar, bestimmt sich dann jeweils nach den Fachgesetzen. Hier gilt die fehlende Einheitlichkeit und Unübersichtlichkeit als großes Hemmnis für den Markthochlauf.

Zum Bearbeitungszeitpunkt dieser Studie existiert weder auf nationaler noch auf europäischer Ebene eine einheitliche verbindliche Definition für den Begriff des **grünen oder erneuerbaren Wasserstoffs**. Gleichwohl wird hieran mit Hochdruck sowohl im Rahmen der **Überarbeitung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie**¹⁵ (RED II) als auch im Rahmen des lang erwarteten Delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II gearbeitet. Derzeit liegt ein vom Europäischen Parlament ange-

¹⁵ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

nommener Änderungsantrag zu einem bereits veröffentlichten Vorschlag der Kommission (Änderungsantrag) vor, der entgegen dem Vorschlag der Kommission, eine Definition für grünen Wasserstoff direkt in der RED III regeln will. Erwägungsgrund 22a des Änderungsantrags sieht zudem vor, dass CO₂-armer Wasserstoff nicht als erneuerbarer Kraftstoff i.S.d. Richtlinie gelten soll. Der von der Kommission vorgelegte **Entwurf zum Delegierten Rechtsakt** nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II wurde äußerst kritisch rezipiert und ist maßgeblich mit dem Argument auf Ablehnung gestoßen, die Kriterien seien zu eng gefasst und würden den Markthochlauf hemmen. Da sich die Definition nach der RED II bzw. III in Verbindung mit dem Delegierten Rechtsakt grundsätzlich zunächst rein auf die Nutzung im Verkehrssektor bezieht, wird hierauf näher in dem entsprechenden Kapitel 4.5.2.1.2 eingegangen.

Auf nationaler Ebene enthält insbesondere § 93 EEG 2021¹⁶ Vorgaben zur Begriffsbestimmung von grünem Wasserstoff, die sich dann aber ebenfalls im fachgesetzlichen Anwendungsbereich des EEG bewegt. Danach wird die Bundesregierung ermächtigt, durch **Rechtsverordnung die Anforderungen an die Herstellung von Grünem Wasserstoff zu bestimmen**, um sicherzustellen, dass nur Wasserstoff als Grüner Wasserstoff i.S.d. Vorschrift gilt, der **ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde** und der mit dem **Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung vereinbar ist**. Hierbei ist vorzusehen, dass für die Herstellung des Wasserstoffs nur Strom aus erneuerbaren Energien verbraucht werden darf, der **keine finanzielle Förderung nach diesem Gesetz in Anspruch genommen hat**. Darüber hinaus können insbesondere nähere Bestimmungen erlassen werden:

- zu den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, deren Strom zur Herstellung von Grünem Wasserstoff verwendet werden kann, insbesondere **zum Zeitpunkt** der Inbetriebnahme dieser Anlagen im Verhältnis zur Inbetriebnahme der Anlage zur Herstellung von Grünem Wasserstoff,
- zum **zeitlichen Verhältnis** von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung,
- zum **räumlichen Verhältnis** der Anlage zur Erzeugung von Grünem Wasserstoff zur Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien,
- zu einer **Einführungsphase**, in der von den Anforderungen der Nummern 1 bis 3 in vorgegebenem Maß abgewichen werden kann

Es ist abzusehen, dass sich die Bundesregierung im Rahmen dieser Rechtsverordnung nach den noch ausstehenden europäischen Vorgaben orientieren wird. Wenngleich die jeweiligen Definitionen auf den fachgesetzlichen Anwendungsbereich beschränkt sind, ist dennoch vorherzusehen, dass sich daraus eine allgemeingültige Definition herauskristallisieren wird, auf die dann umfassend Bezug genommen wird, wie auch bereits in diversen Fachgesetzen der Fall (vergleiche beispielsweise zum Förderrahmen). Im Folgenden wird die Erzeugung von grünem Wasserstoff als elektrolytisch mit erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoff behandelt.

4.1.2 Planungs- und genehmigungsrechtliche Dimension

Das einschlägige Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure ist entscheidend für Kosten und Dauer des Verfahrens.¹⁷ Die Rechtslage hierzu ist jedoch nicht ganz eindeutig und abschließend juristisch geklärt.¹⁸ Insofern ist im Hinblick auf die gesamte Infrastrukturkette das Genehmigungsverfahren für Elektrolyseure insbesondere von potenziell notwendigen Planfeststellungsverfahren oder Änderungen planfeststellungspflichtiger Vorhaben (insbesondere die Wasserstofftransportinfrastruktur, siehe hierzu 4.2) abzugrenzen und wird in der Regel hiervon nicht mitumfasst. Zentral für die Genehmigung von Elektrolyseuren ist damit die immissionsschutzrechtliche Genehmigung (4.1.2.1). In Betracht kann aber auch ein fakultatives energierechtliches Planfeststellungsverfahren (4.1.2.2) oder eine Planfeststellung bei der Offshore-Elektrolyse (4.1.2.3) kommen.

¹⁶ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist.

¹⁷ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (203).

¹⁸ Siehe hierzu Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (132); Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (203).

4.1.2.1 Immissionsschutzrecht

Das Immissionsschutzrecht ist im Bundesimmissionsschutzgesetz¹⁹ (BImSchG) niedergelegt und enthält neben einer Genehmigungspflicht für bestimmte Anlagen auch Betreiberpflichten (§§ 22 BImSchG). Es zielt darauf ab, Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen (§ 1 Abs. 1 BImSchG). Zentral ist die Genehmigungspflicht nach § 4 Abs. 1 BImSchG für bestimmte Anlagen, die diesen Zweck gefährden können. Anlagen in diesem Anwendungsbereich bedürfen damit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung (4.1.2.1.1), deren Erteilung von der Genehmigungsfähigkeit abhängt (4.1.2.1.2).

4.1.2.1.1 Genehmigungspflicht

Wenn ein stationäres (über 12 Monate, § 1 Abs. 1 S. 1 der 4. Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen²⁰ (4. BImSchV)) Elektrolyse-Vorhaben umgesetzt werden soll, bedarf es dazu grundsätzlich einer **immissionsschutzrechtlichen Genehmigung**. Das ergibt sich aus § 4 Abs. 1 S. 3 BImSchG, der auf die 4. BImSchV verweist. In Anhang I der 4. BImSchV findet sich eine abschließende und konstitutive Aufzählung aller genehmigungsbedürftigen Anlagen mit einer entsprechenden Zuweisung zur jeweiligen Verfahrensart, in der die Anlage genehmigt werden muss. Elektrolyseure sind dabei Anlagen i.S.d. § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG, denn als Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff sind sie Betriebsstätten gemäß § 3 Abs. 5 Nr. 1 BImSchG.

Für Elektrolyseure kommen drei potenzielle Genehmigungstatbestände aus dem Anhang I der 4. BImSchV in Betracht. Davon hängt dann auch ab, ob die Genehmigung im **einfachen** (§ 19 BImSchG), oder **förmlichen Verfahren** nach § 10 BImSchG erfolgt. Letzteres schließt insbesondere eine umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung mit ein. Öffentlichkeitsbeteiligung in diesem Fall bedeutet, dass nach Stellung des Genehmigungsantrags das Vorhaben öffentlich bekannt zu machen ist und die Antragsunterlagen einen Monat danach öffentlich auszulegen sind, § 10 Abs. 3 BImSchG. Bis zu zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist können gegen das Vorhaben Einwendungen erhoben werden, diese werden dann in einem anschließenden Erörterungstermin behandelt, § 10 Abs. 3 BImSchG. Die Genehmigungsbehörde hat spätestens nach sieben Monaten über den Antrag zu entscheiden, § 10 Abs. 6a BImSchG. Entsprechend bringt das förmliche Verfahren nach § 10 BImSchG eine Verlängerung in der Verfahrensdauer gegenüber dem einfachen Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG mit.

Wenngleich nicht abschließend juristisch geklärt und auch nicht ganz eindeutig bestimmbar, subsumiert die Praxis Elektrolyseure unter den Genehmigungstatbestand nach Nr. 4.1.12 Anhang I 4. BImSchV als Anlagen zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische, biochemische oder biologische Umwandlung in industriellem Umfang zur Herstellung von Gasen wie Wasserstoff.²¹ Das hat insbesondere zwei genehmigungsrelevante Auswirkungen: Diese Anlagen sind im förmlichen Verfahren nach § 10 BImSchG zu genehmigen und werden zudem als **Industrieemissionsanlagen nach der Industrieemissions-Richtlinie**²² (IE-RL) eingestuft. Diese Einstufung begründet für den Vorhabenträger weitergehende Pflichten. Insbesondere hat der Vorhabenträger einen **Ausgangszustandsbericht** über den Zustand des Bodens nach § 10 Abs. 1a BImSchG vorzulegen und ihn treffen Überwachungspflichten nach § 52a BImSchG.

Alternativ könnte sich die Genehmigungspflicht auch nach Nr. 1.15 Anhang 1 der 4. BImSchV ergeben, einschlägig wäre dann das vereinfachte Verfahren nach § 19 BImSchG, es fände also keine umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung statt. Der Tatbestand umfasst Anlagen zur **Erzeugung von Biogas** mit einer Produktionskapazität von mindestens 1,2 Million Normkubikmetern Rohgas pro Jahr und ist subsidiär zu Nr. 8.6 Anhang 1 der 4. BImSchV, welcher Anlagen zur biologischen Behandlung von Abfall und Gülle betrifft. Der Begriff „Biogas“ wird weder im BImSchG noch in der 4. BImSchV definiert. Es könnte auf die

¹⁹ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 19. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1792) geändert worden ist.

²⁰ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31.05.2017 (BGBl. I S. 1440).

²¹ Ausschuss „Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge“ (AISV) der Länderarbeitsgemeinschaft LAI (LAI), Beschluss, auf der 139. Sitzung vom 04. bis 06.07.2017; Fricke in: Portal Green Power-to-Gas-Leitfaden zur Integration Erneuerbarer Energien, 2020, S. 5; Harms/Nozharova, HyLAW National Policy Paper – Germany, 2018, S. 15; vgl. ausführlich zur Thematik: Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131.

²² Richtlinie 2010/75/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (Neufassung)).

energierechtliche Definition in § 3 Nr. 10f Energiewirtschaftsgesetz²³ zurückgegriffen werden²⁴, wonach es sich unter anderem bei Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt wurde, dann um Biogas handelt, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der RL 2009/28/EG stammt. Eine solche „weit überwiegende“ Herkunft des Stroms ist nach der Gesetzesbegründung bei einem Anteil von 80 % gegeben.²⁵ Ein Rückgriff auf die energierechtliche Definition für das Immissionsschutzrecht ist jedoch umstritten²⁶, sodass auch hier eine Subsumtion nicht rechtssicher möglich ist.

Unter Umständen kann bei einer zusätzlichen **Lagerung von mindestens 3 Tonnen Wasserstoff** als Genehmigungstatbestand auch Nr. 9.3 Anhang I i.V.m. Nr. 17 Anhang II der 4. BImSchV einschlägig sein. Hier ist zu differenzieren: bei bis zu 30 Tonnen ist das vereinfachte Verfahren gemäß § 19 BImSchG nach Nr. 9.3.1 statthaft, bei mehr als 30 Tonnen das förmliche nach Nr. 9.3.2 gemäß § 10 BImSchG.

4.1.2.1.2 Genehmigungsfähigkeit

Im Anschluss an die Genehmigungspflichtigkeit richtet sich dann die **Genehmigungsfähigkeit** der Elektrolyseure nach § 6 BImSchG. Danach **ist** die Genehmigung **zu erteilen**, wenn sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 BImSchG und ggf. aus einer nach § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenden **Pflichten erfüllt** werden (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG) und **andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und die Belange des Arbeitsschutzes dem Vorhaben nicht entgegenstehen** (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Der Behörde kommt hier kein Ermessen zu: Der Vorhabenträger hat einen **Anspruch auf Genehmigungserteilung**, wenn die Voraussetzungen des § 6 Abs. 2 BImSchG erfüllt sind. Das Pflichtenprogramm nach § 5 BImSchG enthält Grundpflichten des Anlagenbetreibers in Bezug auf **schädliche Umwelteinwirkungen** eine **Schutz- und Vorsorgepflicht** (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 und 3) und eine **Abfallvermeidungspflicht** (§ 5 Abs. 1 Nr. 3). Welche Maßnahmen ergriffen werden, um diesen Pflichten nachzukommen, steht im Ermessen des Anlagenbetreibers.²⁷ Dass diese Pflichten erfüllt werden, ist dann sichergestellt, wenn an der Einhaltung kein vernünftiger Zweifel besteht. Risiken müssen mit hinreichender, der Verhältnismäßigkeit entsprechender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen sein.²⁸ Zu den öffentlich-rechtlichen Vorschriften gehören insbesondere das Abfall-, Bodenschutz-, Wasser- und Naturschutzrecht sowie das Bauplanungsrecht. Die Erteilung der Genehmigung hängt dabei allein von entsprechenden anlagenbezogenen Vorschriften ab.²⁹ Für den Begriff des Entgegenstehens ist auf die Ausführungen zum Begriff des Sicherstellens zu verweisen. Das Verfahren zur Prüfung der Voraussetzungen der Genehmigungsfähigkeit stellt die folgende Grafik dar und zeigt die Komplexität des Genehmigungsverfahrens.

²³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist.

²⁴ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (133).

²⁵ BT-Drs. 17/6072, 50.

²⁶ Siehe hierzu auch Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (206).

²⁷ Jarass, BImSchG, 2020, § 5 Rn. 2a m.w.N.

²⁸ Jarass, BImSchG, 2020, § 6 Rn. 11 m.w.N.

²⁹ Dietlein in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, § 6 Rn. 23.

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

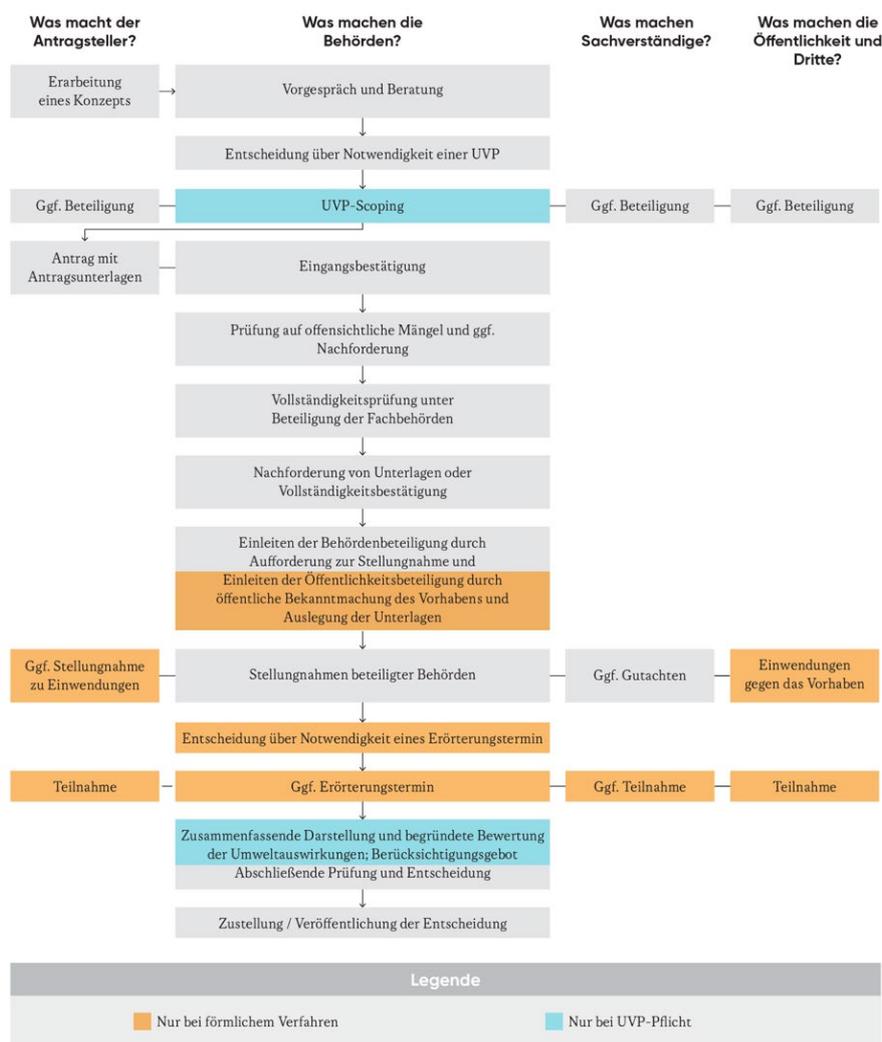


Abbildung 1: Ablauf des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens

Quelle: IKEM, Ammoniak als Treibstoff in der See- und Binnenschifffahrt, 2021, auf Basis von Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Verfahrenshandbuch zum Vollzug des BImSchG, S. 13.

Gemäß § 13 BImSchG schließt die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung auch andere die Anlage betreffende Genehmigungen, wie die Baugenehmigung, mit ein (**formelle Konzentrationswirkung**), sodass es lediglich eines Genehmigungsantrags im immissionsschutzrechtlichen Verfahren bedarf. Diese Konzentrationswirkung wirkt jedoch nur auf formeller Antragsebene. Da gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG andere öffentlich-rechtliche Vorschriften nicht entgegenstehen dürfen, werden materiellrechtlich alle möglicherweise betroffenen Vorschriften im immissionsschutzrechtlichen Verfahren mitgeprüft und daher vom Vorhabenträger eingehalten werden. Besonders relevant im Hinblick auf Elektrolyseure ist dabei das Bauplanungsrecht. Im Folgenden werden die wesentlichsten Aspekte skizziert.

4.1.2.1.2.1 Bauplanungsrecht

Die bauplanungsrechtliche Genehmigungsfähigkeit von Elektrolyseuren richtet sich nach den §§ 29 ff. BauGB, da Elektrolyseure Anlagen i.S.d. § 29 Abs. 1 BauGB sind.

Sofern ein Elektrolyseur im Bereich eines **qualifizierten Bebauungsplans** realisiert werden soll, darf das Vorhaben dessen **Festsetzungen** i.S.v. § 9 BauGB nicht widersprechen und die Erschließung muss gesichert sein, § 30 Abs.1 BauGB. Festsetzungen bezüglich Art und Maß der baulichen Nutzung bestimmen sich nach der Baunutzungsverordnung³⁰ (BauNVO), diese werden dann in der Regel gemäß § 1 Abs. 3 S. 2 BauNVO Bestandteil des Bebauungsplans.

Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff sind grundsätzlich innerhalb von Gewerbegebieten gemäß § 8 BauNVO und Industriegebieten gemäß § 9 BauNVO zulässig. § 8 Abs. 2 BauNVO bestimmt, dass "Gewerbebetriebe aller Art" grundsätzlich im Gewerbegebiet zulässig sind. Erfasst ist davon jede gewerbliche Nutzung, die nicht so erheblich belästigend ist, als dass sie nur im Industriegebiet zugelassen wäre, § 8 Abs. 1 BauNVO. Zur Abgrenzung, wann eine erhebliche Belästigung vorliegt, und ob Elektrolyseure im Einzelfall im Gewerbe- oder Industriegebiet zulässig sind, richtet sich nach der **ingeschränkten typisierenden Betrachtungsweise**:³¹ Sofern das förmliche Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG einschlägig ist, wird eine erhebliche Belästigung indiziert und das Vorhaben ist nur im Industriegebiet nach § 9 BauNVO zulässig. Handelt es sich jedoch um das einfache Genehmigungsverfahren nach § 19 BImSchG können Elektrolyseure auch im Gewerbegebiet nach § 8 BauNVO zugelassen werden. Ausnahmsweise können Elektrolyseure auch in anderen Baugebieten nach der BauNVO, in denen Gewerbebetriebe allgemein oder ausnahmsweise zulässig sind, verwirklicht werden. Die immissionsschutzrechtliche Genehmigungspflicht indiziert aber bereits eine gewisse Störqualität, Ausnahmen sind im Einzelfall möglich.³²

Möglich wäre daneben auch ein **vorhabenbezogener Bebauungsplan** gemäß § 12 BauGB, durch den dann bereits die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens bestimmt wird. Voraussetzung ist, dass der Vorhabenträger mit der Gemeinde einen Plan zur Durchführung des Vorhabens und der Erschließungsmaßnahmen (Vorhaben- und Erschließungsplan) abstimmt und sich zur Durchführung innerhalb einer bestimmten Frist und zur Tragung der Planungs- und Erschließungskosten mittels eines Durchführungsvertrages verpflichtet, § 12 Abs. 1 S. 1 BauGB. Der Vorhabenträger kann ein solches Bebauungsplanverfahren **beantragen**, § 12 Abs. 2 S. 1 BauGB. Die Behörde hat in der Entscheidung über diesen Antrag **Ermessen**. Daher hat der Vorhabenträger keinen Anspruch auf ein solches Verfahren, lediglich auf **ermessensfehlerfreie** Entscheidung. Er kann hierauf Verpflichtungsklage erheben. Ein solcher vorhabenbezogener Bebauungsplan kann dem Vorhabenträger **bauplanungsrechtliche Sicherheit** gewährleisten.³³

Liegt kein Bebauungsplan vor, so richtet sich die Zulässigkeit entweder nach § 34 BauGB, wenn das Vorhaben im **Innenbereich**, oder nach § 35 BauGB, wenn es im **Außenbereich** liegt. Im unbeplanten Innenbereich finden die Vorgaben der BauNVO ebenfalls Anwendung.

Im **Außenbereich** richtet sich die Zulässigkeit von Elektrolyseuren maßgeblich danach, ob einer der Privilegierungstatbestände gemäß § 35 Abs. 1 BauGB einschlägig ist. Das hat den bauplanungsrechtlichen Grundsatz zum Hintergrund, dass der Außenbereich grundsätzlich von baulichen Anlagen freizuhalten ist. Der Gesetzgeber trifft in § 35 Abs. 1 BauGB Ausnahmentscheidungen für einige privilegierte Vorhaben, die dann ausnahmsweise im Außenbereich zulässig sind. Für Elektrolyseure ist die Nähe zu Standorten von Solar- und Windenergieanlagen sowie Strom- und Gasspeichern sinnvoll, auch um lange Leitungswege für den Transport des Wasserstoffprodukts zu vermeiden.³⁴ Solar- und Windenergieanlagen sind im Außenbereich nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 und 5 BauGB privilegiert und ab einer bestimmten Größenordnung maßgeblich dort angesiedelt.

Elektrolyseure können ebenfalls zum einen gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB **im Außenbereich privilegiert** sein, wenn sie der **öffentlichen Versorgung mit Gas** dienen. Beim Merkmal der öffentlichen Versorgung kommt es darauf an, dass die Allgemeinheit und nicht nur Einzelne versorgt werden. Unerheblich ist, ob der Versorgungsträger in öffentlich-rechtlicher Form organisiert ist, sodass auch privatwirtschaftliche Elektrolyseure erfasst werden.³⁵ Bei Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff ist das Tatbestandsmerkmal erfüllt, wenn Wasserstoff in das öffentliche Gasnetz eingespeist wird oder die Allgemeinheit

³⁰ Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. November 2017 (BGBl. I S. 3786), die durch Artikel 2 des Gesetzes vom 14. Juni 2021 (BGBl. I S. 1802) geändert worden ist.

³¹ Stock in: König/Roeser/Stock, BauNVO, 2022, § 8 Rn. 20 f.

³² Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (134).

³³ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (207).

³⁴ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (203).

³⁵ BVerwG, Urt. v. 18.02.1983 - 4 C 19/81, NJW 1983, 2716; Spieß in: Jäde/Dirnberger, BauGB, § 35 Rn. 57.

sonst, beispielsweise über Gasflaschen, versorgt wird.³⁶ Wenngleich dem Wortlaut nach gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB für gewerbliche Betriebe vorausgesetzt, ist eine **Ortsgebundenheit** auch für die übrigen in § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB genannten Betriebe Voraussetzung **ortsgebundenen Betrieb** handeln.³⁷ Ortsgebunden ist ein gewerblicher Betrieb dann, wenn das jeweilige Gewerbe seinem Wesen und Gegenstand nach auf die **geografische oder geologische Eigenart** der fraglichen Stelle angewiesen ist, weil sie an einem anderen Ort ihren Zweck verfehlen würde.³⁸ Daran fehlt es, wenn der Standort im Vergleich mit anderen Stellen zwar Lagevorteile bietet, das Vorhaben aber nicht damit steht oder fällt, dass es an diesem Ort ausgeführt wird.³⁹ Der Begriff darf einerseits nicht allzu eng ausgelegt werden, andererseits muss doch ein näher eingrenzbarer, räumlicher Bezug bestehen und sich nicht an jedem beliebigen Ort im Außenbereich herstellen lassen.⁴⁰ Bei Versorgungseinrichtungen liegt die Ortsgebundenheit in der Regel vor, wenn diese leitungsgebunden sind.⁴¹ Anlagen zur Wasserstoffherstellung sind in der Regel vor dem Hintergrund ortsgebunden, dass eine besondere Nähe zu Windenergie- und Solaranlagen zweckmäßig ist, da durch die Herstellung von grünem Wasserstoff Stromüberschüsse aufgenommen und Netzüberlastungen vermieden werden können.⁴² So können Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien effizienter und wirtschaftlicher eingesetzt werden und bei Netzengpässen ihre Abregelung vermieden werden.⁴³ Voraussetzung ist hierbei, dass der Anlagebetreiber auch den Zweck verfolgt, die Anlage netzdienlich einzusetzen. Ortsgebundenheit liegt zudem vor, wenn der erzeugte Wasserstoff eine gewisse Qualität aufweisen soll, da die Anlage mit Strom aus einer Direktleitung von der erneuerbaren Energie-Anlage betrieben wird.⁴⁴ Unerheblich für die Ortsgebundenheit sind Rentabilitätsvermutungen, wenn es also nur um eine größtmögliche Einsparung von Stromnebenkosten geht.⁴⁵ Zudem ist eine Ortsgebundenheit auch dann gegeben, wenn die Anlage darauf abzielt ins Gasnetz einzuspeisen und daher leitungsgebunden ist.⁴⁶

Weiterhin kommt eine Privilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB in Betracht, wenn das Vorhaben der **Erforschung, Entwicklung oder Nutzung von Wind- oder Wasserenergie dient**. Unter dem Begriff „Dienen“ versteht man, dass ein vernünftiger Vorhabensträger, unter Berücksichtigung des Gebots der größtmöglichen Schonung des Außenbereichs, das Vorhaben mit etwa gleichem Verwendungszweck und gleicher Gestaltung und Ausstattung verwirklichen würde.⁴⁷ Zudem müssen die Anlagen zur Wasserstoffherstellung durch die Zuordnung zur Hauptanlage auch äußerlich erkennbar geprägt werden.⁴⁸ Nach diesen Kriterien kann bei Elektrolyseuren nur von „Dienen“ gesprochen werden, wenn diese lediglich eine untergeordnete Hilfsfunktion für die Windenergieanlage erfüllen. Dies wäre etwa der Fall, wenn sie dazu bestimmt sind, netzdienlich Erzeugungsüberkapazitäten aufzunehmen.⁴⁹

Ein Gesetzesentwurf der Bundesregierung⁵⁰ vom 13.10.2022 sieht vor diesem Hintergrund einen neuen § 249a BauGB mit einer **Sonderregelung für Vorhaben zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff** aus erneuerbaren Energien vor. Danach gilt ein Vorhaben, das der Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff dient dann als **privilegiertes Vorhaben i.S.d. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB**, wenn es in **einem räumlich-funktionalen Zusammenhang** mit einer **Anlage** zur Nutzung der Windenergie nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB steht, sichergestellt ist, dass der Wasserstoff **ausschließlich aus dem Strom dieser Anlage** sowie mindestens fünf weiterer solcher Anlagen oder ergänzend dazu aus dem Strom von Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie erzeugt wird, die im räumlichen Zusammenhang mit dem Vorhaben stehen, die **Größe der Grundfläche**

³⁶ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (134 f.).

³⁷ BVerwG, Urt. v. 20.06.2013 - 4 C 2/12, NVwZ 2012, 1288; BVerwG, Urt. v. 21.01.1977 - IV C 28.75; Spieß in: Jäde/Dirnberger, BauGB, § 35 Rn. 56.

³⁸ BVerwG, Urt. v. 05.07.1974 - IV C 76/71; Spieß in: Jäde/Dirnberger, BauGB, § 35 Rn. 49.

³⁹ BVerwG, Urt. v. 16.06.1994 - Az.: 4 C 20/93, NVwZ 1995, 64 (65).

⁴⁰ BVerwG, Urt. v. 16.06.1994 - Az.: 4 C 20/93, NVwZ 1995, 64 (65).

⁴¹ BVerwG, Urt. v. 16.06.1994 - Az.: 4 C 20/93, NVwZ 1995, 64.

⁴² Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (135).

⁴³ Langstädter, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (208).

⁴⁴ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (135).

⁴⁵ BVerwG, Urt. v. 20.06.2013 - 4 C 2.12.

⁴⁶ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (135).

⁴⁷ BVerwG, Urt. v. 03.11.1972 - IV C 9.70; Spieß in: Jäde/Dirnberger, BauGB, 9. Auflage § 35 Rn. 31.

⁴⁸ BVerwG, Urt. v. 03.11.1972 - IV C 9.70; Spieß in: Jäde/Dirnberger, BauGB, 9. Auflage § 35 Rn. 31.

⁴⁹ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (135).

⁵⁰ Entwurf eines Gesetzes zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht, BR Drs. 503/22.

der zum Vorhaben gehörenden baulichen Anlagen **60 qm** und der **Höhenunterschied** zwischen der Geländeoberfläche im Mittel und dem höchsten Punkt der baulichen Anlagen **3,5 Meter nicht überschreitet** und die Anlagen nicht bereits mit einem anderen Vorhaben zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff verbunden sind und die Kapazität des Wasserstoffspeichers unter 5 Tonnen liegt. Die Vorschrift umfasst alle Anlagenteile, die der Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff dienen. Dies ist der Fall, wenn sie für diese Funktion erforderlich oder zumindest förderlich sind, beispielsweise Steuerungsmodule oder Kühlungen. Ebenfalls ergänzende Batteriespeicher fallen in den Anwendungsbereich, sofern diese dabei helfen, die zur Verfügung stehende Energie effektiver für die Zwecke der Wasserstoffherstellung nutzen.⁵¹

Kann das Elektrolysevorhaben unter einen Privilegierungstatbestand subsumiert werden, so dürfen **öffentliche Belange nicht entgegenstehen**. Grundsätzlich können alle in § 35 Abs. 3 BauGB genannten öffentlichen Belange auch einem privilegierten Vorhaben entgegenstehen. Es ist eine Abwägung zwischen dem Zweck des Vorhabens und dem betroffenen öffentlichen Belang erforderlich, wobei das Gewicht, dass der Gesetzgeber der Privilegierung von Vorhaben im Außenbereich beimisst, besonders zu berücksichtigen ist.⁵² Das ergibt sich schon auch aus dem Wortlaut, wonach im Rahmen des § 35 Abs. 1 BauGB Belange nicht *entgegenstehen* dürfen, während sie durch sonstige nicht privilegierte Vorhaben schon nicht *beeinträchtigt* werden dürfen. Danach führt nicht jede Beeinträchtigung öffentlicher Belange zur Unzulässigkeit von privilegierten Vorhaben,⁵³ sehr wohl aber zur Unzulässigkeit sonstiger Vorhaben.

4.1.2.1.2.2 Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Errichtung eines Elektrolyseurs kann unter Umständen auch einer **Umweltverträglichkeitsprüfung** unterfallen, wobei hiervon im Regelfall nicht auszugehen ist.

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) findet nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung⁵⁴ (UVPG) für Vorhaben statt, die in Anlage 1 UVPG aufgeführt sind, § 1 Abs. 1 Nr. 1 UVPG. Die Anlage listet bestimmte Vorhaben auf und weist ihnen entweder eine **direkte UVP-Pflicht** zu oder die Pflicht zu einer **allgemeinen oder standortbezogenen Vorprüfung**.

Die UVP dient dabei der sachgerechten Aufbereitung des Zustands von Natur und Landschaft und seiner Bewertung sowie der Erstellung schutzgutbezogener Wirkungsprognosen im Hinblick auf die Pläne, Programme und Vorhaben.⁵⁵ Gemäß § 3 UVPG umfasst die UVP die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der erheblichen Auswirkungen eines Vorhabens oder eines Plans oder Programms auf die Schutzgüter und dienen einer wirksamen Umweltvorsorge. Sie hat den Zweck, die möglichen Umweltauswirkungen frühzeitig zu erkennen und zu dokumentieren.⁵⁶

Dabei ist die UVP **unselbstständiger Teil** verwaltungsbehördlicher Verfahren, die Zulassungsentscheidungen dienen, § 4 UVPG. Die UVP braucht mithin ein sogenanntes **Trägerverfahren**. Das kann auch das immissionsschutzrechtliche Verfahren sein. Für reine Elektrolyseure kommt allenfalls eine Einordnung unter Nr. 4.2 Anlage 1 UVPG in Betracht, als Anlage zur Herstellung von Stoffen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang. Dabei gelten dieselben definitorischen Probleme wie im Rahmen der Einordnung nach der 4. BImSchV und auch hier besteht **Rechtsunsicherheit**. Die behördliche Praxis scheint diese Einordnung vorzunehmen.⁵⁷ Dann wäre eine allgemeine Vorprüfung für die Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseuren erforderlich.

Eine **allgemeine Vorprüfung** wird gemäß § 7 Abs. 2 S. 2 UVPG als überschlägige Prüfung unter Berücksichtigung der in Anlage 3 UVPG genannten Kriterien durchgeführt. Darunter fallen merkmalsbezogene Kriterien wie Größe des Vorhabens, die Nutzung natürlicher Ressourcen, die Umweltverschmutzung und Belästigungen, die Risiken von Störfällen, Unfällen und Kata-

⁵¹ Entwurf eines Gesetzes zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht, BR Drs. 503/22, S. 8.

⁵² Söfker, in: Spannawky/Uechtritz, BeckOK BauGB, 2021, § 35 Rn. 48.

⁵³ Söfker, in: Spannawky/Uechtritz, BeckOK BauGB, 2021, § 35 Rn. 48.

⁵⁴ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 10. September 2021 (BGBl. I S. 4147) geändert worden ist.

⁵⁵ Janssen/Albrecht, Umweltschutz im Planungsrecht, 2008, S. 91.

⁵⁶ Deutscher Bundestag, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagengenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, 2020, S. 5.

⁵⁷ Langstädter, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (207).

strophen insbesondere mit Blick auf verwendete Stoffe und standortbezogene Kriterien wie beispielsweise Natura 2000-Gebiete, Naturschutzgebiete oder Wasserschutzgebiete. Eine UVP-Pflicht resultiert hieraus dann, wenn die Behörde auf Basis der allgemeinen Vorprüfung zu der Einschätzung gelangt, dass das Vorhaben **erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen** haben kann, die nach § 25 Abs. 2 UVPG bei der Zulassungsentscheidung zu berücksichtigen wären. Danach muss die Bewertung auch im Hinblick auf eine **wirksame Umweltvorsorge** erfolgen. Umweltauswirkungen i.S.d. UVPG sind gemäß § 2 Abs. 2 unmittelbare und mittelbare Auswirkungen eines Vorhabens auf die Schutzgüter. Dies schließt auch solche Auswirkungen des Vorhabens ein, die aufgrund von dessen Anfälligkeit für schwere Unfälle oder Katastrophen zu erwarten sind. Elektrolyseure dürften regelmäßig die Kriterien nicht erfüllen, das ist jedoch auch abhängig von dem Standort. Insbesondere eine Anfälligkeit für schwere Unfälle ergibt sich erst ab einer Lagerung größerer Mengen Wasserstoff. Das ist jedoch bereits von Nr. 9.3 Anhang 1 UVPG erfasst.

Vor diesem Hintergrund ist auch eine Einordnung nach Nr. 9.3 Anhang 1 UVPG i.V.m. Anhang 2 4. BImSchV möglich, wenn der Elektrolyseur zeitgleich **Wasserstofflagerkapazitäten** aufweist. Danach würde sich ab 3 Tonnen Lagerkapazität eine Prüfpflicht nach dem UVPG ergeben. Ab einer Lagerungskapazität von 200.000 Tonnen läge eine volle UVP-Pflicht vor. Ab 30 Tonnen bestünde auch unter diesem Aspekt die Pflicht zu einer allgemeinen Vorprüfung und ab 3 Tonnen wäre eine standortbezogene Vorprüfung erforderlich.

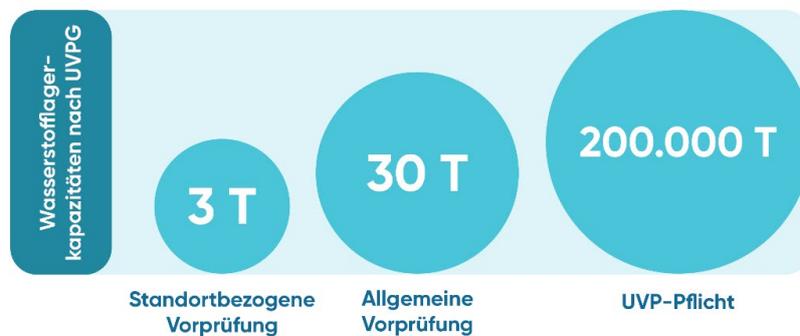


Abbildung 2: Wasserstofflagerkapazitäten nach UVPG

Quelle: eigene Darstellung

Eine **standortbezogene Vorprüfung** wird als überschlägige Prüfung in zwei Stufen durchgeführt, § 7 Abs. 2 S. 2 UVPG. Zunächst prüft danach die Behörde, ob besondere örtliche Gegebenheiten auf Grundlage der oben dargestellten standortbezogenen Kriterien vorliegen. Liegen solche Gegebenheiten nicht vor, besteht auch keine UVP-Pflicht, § 7 Abs. 2 S. 3 UVPG. Befindet sich das Vorhaben in einem den Kriterien entsprechenden Gebiet, so prüft die Behörde auf der zweiten Stufe ebenfalls unter Berücksichtigung der merkmalsbezogenen und auswirkungsbezogenen Kriterien der Anlage 3 UVPG, ob das Vorhaben erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann, die die besondere Empfindlichkeit oder die Schutzziele des Gebiets betreffen, § 7 Abs. 2 S. 4 UVPG.

Grundsätzlich kann nicht auf Grundlage einer UVP eine Genehmigung verweigert werden. Das UVPG setzt die europarechtlichen Vorgaben der UVP-Richtlinie⁵⁸ (UVP-RL) um und dient der sachgerechten Aufbereitung des Zustands von Natur und Landschaft und seiner Bewertung sowie der Erstellung schutzgutbezogener Wirkungsprognosen im Hinblick auf die Pläne, Programme und Vorhaben.⁵⁹ Umweltprüfungen umfassen die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der erheblichen Auswirkungen eines Vorhabens auf die in § 2 Abs. 1 UVPG genannten Schutzgüter (Menschen, Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt, Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft sowie auch das kulturelle Erbe und sonstige Sachgüter). Sie dienen einer wirksamen Umweltvorsorge nach Maßgabe der geltenden Gesetze und werden nach einheitlichen Grundsätzen sowie unter Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt, § 3 UVPG. Die UVP soll vor diesem Hintergrund lediglich bei der Bewertung der Einhaltung anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften (insbesondere der des Naturschutzrechts) unterstützen. Damit kann die Behörde auf Grundlage der UVP zu der Entscheidung kommen, dass ein Vorhaben nicht mit dem Naturschutz- oder

⁵⁸ Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten.

⁵⁹ Janssen/Albrecht, Umweltschutz im Planungsrecht, 2008, S. 91.

beispielsweise Wasserrecht vereinbar ist. Da es für Elektrolyse-Vorhaben in der Regel schon nicht zu einer UVP kommen dürfte, ist das in diesem Kontext von geringer Relevanz. Gleichwohl ist diese Möglichkeit nicht vollständig auszuschließen und daher auch auf die durch eine Anwendbarkeit des UVPG resultierende Verlängerung des Genehmigungsverfahrens hinzuweisen.

4.1.2.2 Energierechtliche Planfeststellung

Nach § 43 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 Energiewirtschaftsgesetz⁶⁰ (EnWG) ist die Errichtung und den Betrieb von **Energiekopplungsanlagen** ein **planfeststellungsfähiges Vorhaben**. Der Begriff der Energiekopplungsanlage ist nicht legal definiert. Ausweislich der Gesetzesbegründung umfassen Energiekopplungsanlagen Power-to-X-Anlagen als Anlagen zur Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger wie Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff und gerade insbesondere **Elektrolyseanlagen**.⁶¹ Damit stehen Elektrolyseuren neben der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung auch die Zulassung im Planfeststellungsverfahren offen. Das kann einige Vorteile mit sich bringen, zum einen die Konzentrationswirkung, die auf formeller Ebene lediglich eine Zulassungsentscheidung notwendig macht, auf materieller Ebene aber der Einklang mit allen tangierten öffentlich-rechtlichen Vorschriften geprüft wird. Weiterhin hat der Planfeststellungsbeschluss einige besondere rechtliche Auswirkungen, wie die enteignungsrechtliche Vorwirkung, die die Rechtmäßigkeit für ein zukünftiges Enteignungsverfahren bereits verbindlich positiv feststellt und der Vorhabenträger bekommt einige rechtliche Beschleunigungsinstrumente wie die vorzeitige Besitzeinweisung (§ 44b EnWG) oder den vorzeitigen Baubeginn (§ 44c EnWG) an die Hand Gleichwohl hat das Planfeststellungsverfahren einige Nachteile, insbesondere ist es ein komplexes und langwieriges Verfahren (zu den Einzelheiten siehe 4.2.1.2.1).

Eine **Planfeststellungspflichtigkeit** nach **Bundesbergbaurecht** könnte sich auch möglicherweise ergeben, wenn der Elektrolyseur funktional auf die Unterstützung eines Untergrundspeicherbetriebs (siehe hierzu 4.2.2) ausgerichtet ist und als eine einem bergbaulichen Vorhaben – dem Untergrundspeicher - *dienende*⁶² Einrichtung eingeordnet werden kann.⁶³

4.1.2.3 Offshore Erzeugung

Bei der Entwicklung einer inländischen Wasserstoffwirtschaft kann **Offshore-Windenergie** eine zentrale Rolle einnehmen, da die hohen Volllaststunden und die stetige Stromerzeugung eine hohe Auslastung und damit den wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren ermöglichen können.⁶⁴ Hierdurch entfällt insbesondere auch das Erfordernis der Netzanbindung nach § 17d EnWG.⁶⁵ Es bestehen die Optionen der **dezentralen Wasserstoffturbine mit Anbindung an die Windenergieanlage** und der **zentralen Wasserstoffherstellung auf einer Offshore-Plattform**.⁶⁶

Die Zulässigkeit von Offshore-Elektrolyse richtet sich nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz⁶⁷ (WindSeeG) und gegebenenfalls dem Seeanlagengesetz⁶⁸ (SeeAnlG). Elektrolyseure könnten als **sonstige Energiegewinnungsanlagen** in durch Flächenentwicklungsplan ausgewiesenen sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der AWZ oder auf Hoher See **durch mittels Ausschreibung berechnete Vorhabenträger planfestgestellt** werden, wenn sie in räumlichem Zusammenhang mit Windenergieanlagen auf See errichtet werden.

Das WindSeeG findet Anwendung im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Bundesrepublik Deutschland und, soweit ausdrücklich bestimmt, im Küstenmeer und auf der Hohen See (§ 2 Abs. 2 WindSeeG). Es regelt die **Zulassung**,

⁶⁰ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist.

⁶¹ BT-Drs. 19/9027, S. 13; BT-Drs. 19/7914 S. 4.

⁶² BVerwG, NVwZ 2017, 632 (634).

⁶³ Hierzu ausführlich *Langstädter*, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (205).

⁶⁴ *Kirch/Huth*, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See EnWZ 2021, 344 (344).

⁶⁵ *Kirch/Huth*, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See EnWZ 2021, 344 (345).

⁶⁶ *Kirch/Huth*, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See EnWZ 2021, 344 (345).

⁶⁷ Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist.

⁶⁸ Seeanlagengesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2348), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2682) geändert worden ist.

die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, **sonstigen Energiegewinnungsanlagen** und Offshore-Anbindungsleitungen, soweit sie **nach dem 31.12.2020** in Betrieb genommen werden.

Sonstige Energiegewinnungsanlage ist nach § 3 Nr. 7 WindSeeG definiert als *jede Anlage zur Erzeugung von Strom auf See aus anderen erneuerbaren Energien als Wind oder zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere Gas*. Eine Elektrolyseanlage ist bei Kombination mit einem Windpark auf See mit Netzanschluss eine solche sonstige Energiegewinnungsanlage.⁶⁹ Sonstige Energiegewinnungsanlagen sind nur in **sonstigen Energiegewinnungsbereichen** nach § 3 Nr. 8 WindSeeG als Bereiche außerhalb von Gebieten, auf denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht an das Netz angeschlossen werden, **in räumlichem Zusammenhang** errichtet werden können. Sonstige Energiegewinnungsbereiche werden gemäß § 4 Abs. 1 S. 2 WindSeeG in einem **Flächenentwicklungsplan in der AWZ fachplanerisch festgelegt**. Dieser kann gemäß § 5 Abs. 2a WindSeeG sonstige Energiegewinnungsbereiche außerhalb von Gebieten (Bereiche in der AWZ oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, § 3 Nr. 3 WindSeeG) für insgesamt **25 bis 70 Quadratkilometer** festlegen und insbesondere auch räumliche sowie technische Vorgaben für Leitungen, die Energie oder Energieträger aus diesen abführen, machen, oder auch bei einer Knappheit der Trassen solche Leitungen ausschließen. Hieraus ergibt sich in planerischer Hinsicht eine eindeutige **Subsidiarität der Elektrolyse hinter Offshore-Windenergie**, die auch durchaus sinnvoll und geboten ist. Diese **Flächenausweisung zur Offshore-Wasserstoffproduktion ist gleichwohl ein Hebel zur Hochskalierung der Erzeugung**, der politisch mitgedacht, aber noch nicht zielgerichtet eingesetzt wird.⁷⁰ Innerhalb von im Flächenentwicklungsplan festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der AWZ ermittelt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie durch **Ausschreibung die Antragsberechtigten** für die jeweiligen Bereiche, § 67a WindSeeG gemäß den Vorgaben in der nach § 71 Nr. 5 WindSeeG zu erlassenden Rechtsverordnung den für die jeweiligen Bereiche Antragsberechtigten durch Ausschreibung. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat mit der **Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung**⁷¹ (SoEnergieV) eine entsprechende Verordnung erlassen.

Nach § 45 WindSeeG bedarf die **Errichtung und der Betrieb von Einrichtungen** sowie die **wesentliche Änderung** solcher Einrichtungen oder ihres Betriebs **der Planfeststellung** (siehe zur Planfeststellung 4.2.1.2.2). Für sonstige Energiegewinnungsanlagen ist hierfür eine **Antragsberechtigung nach § 67a WindSeeG** erforderlich. Einrichtungen sind in § 44 Abs. 1 WindSeeG legaldefiniert als Windenergieanlagen auf See, **Energiegewinnungsanlagen** sowie Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen in der AZW oder auf Hoher See, wenn der Unternehmenssitz des Vorhabenträgers im Bundesgebiet liegt. Ein Planfeststellungsverfahren nach § 45 WindSeeG kann hingegen nur durchgeführt werden, wenn der Vorhabenträger über einen **Zuschlag der Bundesnetzagentur** auf der Fläche verfügt, auf die sich der Plan bezieht, § 46 Abs. 1 S. 1 WindSeeG.

Zuständige Anhörungs- und Planfeststellungsbehörde ist das **Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie**, das auch die Plangenehmigungsbehörde ist, § 45 Abs. 2 WindSeeG.

⁶⁹ Vgl. BT-Drs. 19/5523, S. 124, 129.

⁷⁰ Vgl. *Bundesregierung*, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 18.

⁷¹ Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung - SoEnergieV) vom 21.09.2021, BGBl I 4328.

4.1.2.4 Hemmnisanalyse

Identifizierte wesentliche Hemmnisse

- Die Einordnung von Elektrolyseuren unter die Genehmigungstatbestände des Bundesimmissionsschutzgesetzes ist nicht eindeutig – hier fehlt ein spezieller Genehmigungstatbestand
- Die Einordnung von Elektrolyseuren als Industrieemissionsanlagen nach der Industrieemissionsrichtlinie führt zu gesteigerten und unsachgerechten Verfahrens- und Betriebsanforderungen
- Die Flächenausweisung für Offshore-Elektrolyse ist bislang sehr restriktiv ausgestaltet

Tabelle 1: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

Vor dem Hintergrund des oben dargestellten Rechtsrahmens besteht insbesondere **Rechtsunsicherheit** hinsichtlich der Einordnung von Elektrolyseuren unter die Genehmigungstatbestände nach Bundesimmissionsschutzrecht. Diese Rechtsunsicherheit kann wiederum die Planungssicherheit gefährden, wenn die Betreiber im Unklaren über die Genehmigungsanforderungen sind und nicht sicher abschätzen können, welches Verfahren auf sie zukommt, insbesondere vor dem Hintergrund, dass sich nach dem einschlägigen Genehmigungstatbestand auch richtet, ob ein förmliches oder vereinfachtes Verfahren durchzuführen ist und ob der Elektrolyseur als Anlage i.S.d. IE-RL eingeordnet wird. Das macht für den Vorhabensträger hinsichtlich **Dauer und Umfang des Verfahrens** einen erheblichen Unterschied. Das förmliche Verfahren nach dem BImSchG erfordert eine Öffentlichkeitsbeteiligung und die Einordnung als Anlage i.S.d. IE-RL kann das Verfahren zusätzlich verkomplizieren und verlängern und zudem in der Betriebsphase zu nicht unerheblichen Verpflichtungen führen. Dies hemmt, auch durch die damit einhergehende wirtschaftliche Belastung, den schnellen Aufbau von Elektrolyseuren, es entsteht dadurch unter Umständen Handlungsunfähigkeit.⁷²

Die **Einordnung von Elektrolyseuren als Industrieemissionsanlagen** ist nicht mehr sachgerecht. Gemäß Art. 1 ist Sinn und Zweck der IE-RL die Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen, insbesondere Emissionen, die durch industrielle Tätigkeiten entstehen. Die IE-RL stammt aus dem Jahr 2010, als Anlagen Wasserstoff überwiegend mittels Dampfreformierung herstellten. Diese unter die IE-RL zu fassen war vor dem Hintergrund der erheblichen Emissionen auch sinnvoll.⁷³ Für die aktuelle Elektrolýsetechnik ist diese Einordnung aber nicht mehr angemessen, da die Emissionen nicht mehr anfallen. Es bedarf einer **Differenzierung**, derer es noch in der gesetzlichen Regelungssystematik fehlt. Vor diesem Hintergrund sollten Elektrolyseure zunächst von dem Anwendungsbereich der IE-RL ausgenommen werden, in Nr. 4.2.a) Anhang I der IE-RL sollte ausdrücklich geregelt werden, dass Elektrolyse-Anlagen nicht erfasst werden. Am 05.04.2022 hat die Europäische Kommission ihren Entwurf für eine Revision der IE-RL veröffentlicht, der hingegen noch keine Änderung hinsichtlich der Einstufung von Elektrolyseuren vorsieht, vielmehr würden diese weiterhin unter Nr. 4.2.a) Anhang I der IE-RL fallen. Insgesamt verschlechtert sich die aktuelle Situation nach dem derzeitigen Entwurfsstand noch, da gleichzeitig die Pflichten nach der IE-RL verschärft werden, wovon dann auch die Elektrolyse erfasst sein könnte.

Auch der nationale Gesetzgeber sollte hier tätig werden und eine **einheitliche, eigenständige Regelung in Form eines eigenen Genehmigungstatbestands** schaffen, um die bestehende Rechtsunsicherheit aus dem Weg zu schaffen und das Genehmigungsverfahren zu vereinheitlichen und zu vereinfachen. Der Wortlaut in Nr. 1.15 und 4.1.12 Anhang 1 4. BImSchV sollte angepasst werden oder ein separater Genehmigungstatbestand für Elektrolyseure geschaffen werden mit einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbefreiung unterhalb einer bestimmten Produktionskapazität und insbesondere sollten

⁷² Bringewat, Zulassung von Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen: Eine Bestandsaufnahme, ZNER 2022, 21 (25); LEE.SH, Kurzstellungnahme zur genehmigungsrechtlichen Situation systemdienlicher Elektrolyseure, S. 3.

⁷³ Schäfer/Wilms, Wasserstoffherstellung: Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 2021, 131 (133).

Elektrolyseure ausdrücklich aus dem Anwendungsbereich der Anlage 1 UVPG herausgenommen werden.⁷⁴ Die störfallrelevante Lagerungskapazität von Wasserstoff wird bereits in Nr. 9.3 Anhang I 4. BImSchV berücksichtigt, sodass aus den Gründen des Gefahrenpotenzials, das sich maßgeblich danach bemisst, wie viel Wasserstoff gleichzeitig in der Anlage vorhanden ist, eine zusätzliche Einordnung unter andere Tatbestände nicht notwendig ist.⁷⁵ Insbesondere findet auch außerhalb des Immissionsschutzrechtlichen Verfahrens der Immissionsschutz über die §§ 22, 23 BImSchG Berücksichtigung.⁷⁶

Der Ausschuss Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge (AISV) in der Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) hat hierzu bereits Änderungen der 4. BImSchV vorgeschlagen, nämlich die Erweiterung des Anhangs I um Nr. 1.17. Darin wird zwischen Elektrolyseuren mit einer elektrischen Nennleistung von weniger und mehr als 1 Megawatt (MW) und dem einfachen und dem förmlichen Verfahren in Verbindung mit der Einordnung als Industrie-Emissionsanlage unterschieden. Die Grenze von 1 MW ist dabei jedoch zu niedrig angesetzt, denn sie führt dazu, dass im Grunde jeder Elektrolyseur dem Vollgenehmigungsverfahren unterliegt.⁷⁷ In einem eigenständigen Genehmigungstatbestand sollte in nachvollziehbarer Weise nach Größe und Mengenschwellen differenziert werden. So schlägt der Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein (LEE SH) folgende Abstufung vor:⁷⁸

Kleinere Elektrolyseure, also Anlagen mit einer Erzeugungsleistung unter 1-2 MW, sollen keiner immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht unterliegen. Für mittlere Elektrolyseure, zum Beispiel ab 1-2 MW bis weniger als 10 MW Erzeugungsleistung, würde eine Genehmigungspflicht im vereinfachten Verfahren bestehen. Nur für größere Elektrolyseure, etwa ab 10 MW Erzeugungsleistung, wäre ein förmliches immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren durchzuführen. Die konkrete Höhe der zu regelnden pauschalen Leistungsgrenzen der einzelnen Stufen müsste sich je nach dem aktuellen Stand der Technik orientieren. Perspektivisch ist es denkbar, insbesondere aufgrund von einem weiter sinkenden Emissionspotenzial und der Weiterentwicklung der Anlagentechnik höhere Schwellenwerte – etwa 50 MW Erzeugungsleistung – für das förmliche Genehmigungsverfahren festzusetzen.⁷⁹

Da kein eigenständiger Privilegierungstatbestand in § 35 Abs. 1 BauGB für Elektrolyseure existiert und die Einordnung unter die des § 35 Abs. 1 Nr. 3 und 5 BauGB vom Einzelfall abhängt, entstehen für die Betreiber auch unter diesem Gesichtspunkt Rechtsunsicherheiten. Aktuell ergibt sich für den Privilegierungstatbestand des § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB eine vermutete immanente Leistungsgrenze von Elektrolyseuren bei ungefähr 5 MW, je nach Erzeugungsleistung von Wind- oder Solarparks.⁸⁰ Oberhalb dieser Schwelle ist dann die Aufstellung eines Bebauungsplans, der Flächen für Elektrolyseure dann ausdrücklich ausweist, notwendig.⁸¹ Dies ist weder in zeitlicher, noch wirtschaftlicher Hinsicht sinnvoll und hemmt erneut den Wasserstoffhochlauf. Die Schaffung eines eigenständigen Privilegierungstatbestands in § 35 Abs. 1 BauGB könnte dementsprechend helfen diese Hemmnisse zu beseitigen.

4.1.3 Stromsteuer und Netznutzungsentgelte

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft setzt die Wirtschaftlichkeit grünen Wasserstoffs im Vergleich zu anderen Energieträgern voraus. Wesentliche Bedeutung kommt dabei den Gestehungskosten für grünen Wasserstoff zu. Gestehungskosten sind im Wesentlichen durch Investitionsausgaben, Betriebskosten und VOLLASTSTUNDEN geprägt.⁸² Die Betriebskosten (OPEX) wiederum werden maßgeblich durch die bei der Elektrolyse anfallenden Kosten für den bezogenen Strom beeinflusst. Diese

⁷⁴ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (211).

⁷⁵ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (206).

⁷⁶ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (206).

⁷⁷ Vgl. hierzu *Bringewat*, Weiter schwere Zeiten für Elektrolyseurvorbereitungen – offenbar kein Einsehen der Politik.

⁷⁸ LEE.SH, Kurzstellungnahme zur genehmigungsrechtlichen Situation systemdienlicher Elektrolyseure, S. 4 f.

⁷⁹ IKEM, Stellungnahme, Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern, S. 2.

⁸⁰ *Bringewat*, Zulassung von Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen: Eine Bestandsaufnahme, ZNER 2022, 21 (22).

⁸¹ *Bringewat*, Zulassung von Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen: Eine Bestandsaufnahme, ZNER 2022, 21 (22).

⁸² Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195 (196).

Strombezugskosten setzen sich aus den Kosten für das Gut „Strom“ und den sogenannte **staatlich induzierten und regulierten Strombestandteilen (SIP)** zusammen.⁸³

Diese SIP wiederum bestehen im Wesentlichen zusammen aus den Netzentgelten, den Nebennetzentgelten⁸⁴ und der Stromsteuer.⁸⁵ Der staatlichen Regulierung kommt im Falle der Strombestandteile mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung eine **Lenkungsfunktion** zu. Im Folgenden wird der aktuelle Rechtsrahmen für die einzelnen Strombestandteile für den Strombezug durch Elektrolyseure dargestellt, bevor bestehende Hemmnisse identifiziert werden.

Bis vor kurzem war im Rahmen der Gestehungskosten die EEG-Umlage von erheblicher Bedeutung. Bereits seit dem 1. Juli 2022 ist die EEG-Umlage auf null reduziert. Mit dem EEG 2023 wird sie vollumfänglich abgeschafft. Ein „Wiederaufleben“ ist – anders als noch im Entwurf- nicht länger angelegt.

*Es ist nun gesetzlich vorgesehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem Staat einen Anspruch auf Ausgleich des Differenzbetrags zwischen ihren tatsächlichen Einnahmen und ihren tatsächlichen Ausgaben für ein Kalenderjahr haben. Aus dem Energieumlagegesetz (EnUG) ist das **Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)** geworden, welches am 1. Januar 2023 in Kraft tritt. Der Themenkomplex möglicher Privilegierung mit Blick auf die EEG-Umlage bei der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und hiermit verbundene Rechtsfragen entfällt mithin.*

4.1.3.1 Rechtsrahmen der Strombestandteile

4.1.3.1.1 Stromsteuer

Strom ist seit dem Inkrafttreten der RL 2003/96/EG (Energiesteuerrichtlinie)⁸⁶ als „harmonisierter Steuergegenstand“ in allen Mitgliedstaaten einer Besteuerung unterworfen. Der für die Elektrolyse entnommene Strom unterliegt dabei grundsätzlich der **Besteuerung nach dem Stromsteuergesetz (StromStG)**.⁸⁷

4.1.3.1.1.1 Steuertatbestand

Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG entsteht die Steuer dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch **Letztverbraucher** im Steuergebiet **aus dem Versorgungsnetz** entnommen wird, oder dadurch, dass der **Versorger** dem **Versorgungsnetz** Strom zum **Selbstverbrauch** entnimmt. Der Betreiber der Wasserstoffherstellungseinrichtung, des Elektrolyseurs, gilt dabei als **Letztverbraucher**, da die Energie für den eigenen Verbrauch gekauft wird.⁸⁸ Gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG entsteht die Steuer auch mit der **Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch** durch den Eigenerzeuger im Steuergebiet, mithin unabhängig von der Entnahme aus dem Versorgungsnetz. Damit ist auch der Bezug aus einer **Direktleitung** umfasst.

Die Steuer ist Verbrauchsteuer im Sinne der Abgabenordnung gemäß § 1 Abs. 1 S. 3 StromStG. Gem. § 3 StromStG beträgt die Steuer 20,50 € für eine Megawattstunde. **Steuerschuldner** ist gemäß § 5 Abs 2 StromStG der **Versorger** oder, im Falle der Entnahme zum Eigenverbrauch nach § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG, der **Eigenerzeuger**. Nach § 2 Nr. 1 StromStG gilt dabei als

⁸³ Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195 (196).

⁸⁴ Nähere Betrachtungen zu Nebennetzentgelten sind nicht Teil des Studienumfangs.

⁸⁵ Ebenfalls Bestandteil war bis zu ihrer vollständigen und dauerhaften Abschaffung durch das Osterpaket die EEG-Umlage. Über das Energiefinanzierungsgesetz werden die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausgleichsanspruch gegenüber dem Staat erhalten. Es handelt sich um einen Anspruch aus Ausgleich des Differenzbetrags „zwischen ihren tatsächlichen Einnahmen [...] und ihren tatsächlichen Ausgaben [...]“ für ein Kalenderjahr.

⁸⁶ Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom.

⁸⁷ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

⁸⁸ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 5 Rn. 19.

Versorger, wer den Strom leistet. **Eigenerzeuger** wiederum derjenige, der den Strom zum Selbstverbrauch erzeugt, § 2 Nr. 2 StromStG.

Der Elektrolysestrom kann jedoch von der Stromsteuer vollständig befreit oder zumindest teilweise entlastet sein. Das Gesetz normiert unterschiedliche Steuerbefreiungen, -ermäßigungen oder -entlastungen in den §§ 9 ff. StromStG. Dabei wird entweder auf die Art und Weise des Strombezugs oder auf die Verwendung des Stroms abgestellt.⁸⁹

4.1.3.1.1.2 Befreiungstatbestände für Elektrolyseure

Für die Elektrolyse relevante Tatbestände, die die vollständige Befreiung und Entlastung von der Stromsteuer vorsehen, sind vornehmlich in den §§ 9 und 9a StromStG enthalten.

4.1.3.1.1.2.1 Steuerbefreiung für den Bezug bei Bezug von EE-Strom nach § 9 StromStG

Von den in § 9 StromStG niedergelegten Tatbeständen kommen für den Betrieb von Elektrolyseuren § 9 Abs 1 Nr. 1 und § 9 Abs. 3 StromStG in Betracht. Sie sehen eine **Befreiung** von der Stromsteuer beim Bezug von EE-Strom abhängig von Nennleistung, Standort und Erzeuger-Verbraucher-Beziehung vor. Die Anwendbarkeit auf für die Elektrolyse entnommenen Strom hängt mithin von einer standortbezogenen Einzelfallprüfung ab.

Gemäß § 9 Abs 1 Nr. 1 StromStG ist Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage **am Ort der Erzeugung** zum **Selbstverbrauch** entnommen wird, von der Stromsteuer befreit.⁹⁰ Nach § 2 Nr. 7 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über 10 MW. Sofern Elektrolyseure mit Strom aus Windkraft und PV-Anlagen beliefert werden, sind sie dementsprechend Anlagen i.S.d. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Der Strom muss darüber hinaus zum Selbstverbrauch entnommen worden sein. Dies bedeutet, dass zwischen dem Betreiber der Anlage und dem Entnehmenden Personenidentität bestehen muss. Die Voraussetzungen des Selbstverbrauchs orientieren sich dabei am Begriff der Eigenversorgung des EEG 2021.⁹¹ Für das Vorliegen des Selbstverbrauchs ist ferner erforderlich, dass die Zeitgleichheit zwischen der Erzeugung und der Entnahme der Strommenge sichergestellt ist,⁹² wie § 11a Stromsteuer-Durchführungsverordnung⁹³ (StromStV) nunmehr klarstellt. Darüber hinaus muss der Strom auch **am Ort der Erzeugung** zum Selbstverbrauch entnommen worden sein. Diese räumliche Komponente betrifft die Frage, wo die Stromerzeugungsanlage steht, diese kann sich z.B. in einem Gebäude, auf einem Grundstück oder ein Flurstück befinden.⁹⁴ Der Ort der Erzeugung in § 9 Abs. 1 Nr.1 ist dabei enger zu verstehen als das Vorliegen eines *räumlichen Zusammenhangs*.⁹⁵

Die Befreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG beschränkt sich auf den *echten Eigenverbrauch*⁹⁶. Aus diesem Grund legt § 9 Abs. 1 lit. a StromStG fest, dass keine Befreiung nach § 9 Abs.1 Nr. 1 StromStG für Strom erfolgt, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung mit Strom eingespeist wird. Eine Einspeisung ist nach dem Gesetz auch dann gegeben, wenn Strom nur kauf-

⁸⁹ Kalis/Wilms, KeroSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt - Rechtswissenschaftliche Studie, S. 42.

⁹⁰ Europarechtliche Grundlage der Einführung des Befreiungstatbestands: Art. 15 Abs. 1 lit. b der RL 2003/96.

⁹¹ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, StromStG § 9 Rn. 16; Die ursprünglich in § 3 Nr. 19 EEG niedergelegte Begriffsbestimmung wird im EEG 2023 gestrichen. Dies liegt daran, dass die Reform mit dem Wegfall der Eigenversorgungsprivilegien des §§ 61 ff EEG 2021 und des Eigenversorgungsverbotes in § 27a EEG einhergeht, vgl. BT-Drs. 20/1630, 170.

⁹² Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, 2020, § 9 Rn. 27, siehe auch § 11 a Stromsteuerdurchführungsverordnung.

⁹³ Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 6 der Verordnung vom 11. August 2021 (BGBl. I S. 3602) geändert worden ist.

⁹⁴ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 20.

⁹⁵ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 20, siehe auch unten s.u. Ausführungen zu § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG.

⁹⁶ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, StromStG § 9 Rn. 21.

männlich bilanziell weitergegeben und infolgedessen als eingespeist behandelt wird. Angesichts dieser genannten Voraussetzungen ist der Befreiungstatbestand des § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG grundsätzlich geeignet den Ausbau von Elektrolyseuren zu fördern. Ob der Befreiungstatbestand tatsächlich greift, ist durch eine standortabhängige Einzelfallprüfung zu ermitteln.⁹⁷

§ 9 Abs.1 Nr. 3 lit. a. und lit. b StromStG enthalten zudem Ausnahmen für **Kleinanlagen**. § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG enthält eine Befreiung für Strom aus Kleinanlagen für den **Selbstverbrauch**, während § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) eine Befreiung für Strom aus Kleinanlagen für die **Lieferung zum Verbrauch** enthält. Dabei dienen die in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG niedergelegte Befreiungen **der Förderung der dezentralen Stromversorgung**.⁹⁸

Nach § 9 Abs.1 Nr. 3 lit. a) ist Strom von der Steuer befreit, der *in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und der vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird*. Es muss mithin eine Personenidentität zwischen Stromverbraucher, Stromerzeuger und Anlagenbetreiber bestehen.⁹⁹ Der geforderte **räumliche Zusammenhang** ist im Gesetz nicht definiert, hat aber durch die Rechtsprechung Konkretisierung erfahren.¹⁰⁰ Gefordert wird in der Regel eine *räumliche Funktionsgemeinschaft* zwischen Stromerzeugungsanlage und Abnahmestelle.¹⁰¹ § 12b StromStV konkretisiert den Befreiungstatbestand des § 9 Abs.1 Nr. 3 StromStG weiter und trifft insbesondere Durchführungsbestimmungen zum Anlagenbegriff. Er regelt außerdem, dass der räumliche Zusammenhang Entnahmestellen in einem Radius von bis zu 4,5 Kilometern um die jeweilige Stromerzeugungseinheit umfasst, § 12 b Abs. 5 StromStV. Für den zum Selbstverbrauch entnommenen Strom gilt § 11a StromStV. Dieser setzt nicht voraus, dass der erzeugte Strom vollständig für eigene Zwecke entnommen werden muss. Wird nicht benötigter Strom ins öffentliche Netz eingespeist, ist dieser jedoch nicht nach der Norm steuerbefreit.¹⁰²

Ein weiterer relevanter Tatbestand findet sich in § 9 Abs. 1 Nr. 3 b). Demnach ist Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei MW erzeugt wird und von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, **an Letztverbraucher geleistet wird**, die den Strom **im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen**, von der Stromsteuer befreit. Die Norm regelt damit Fälle des **Contractings**. In dieser Konstellation erfolgt keine flächendeckende regionale Versorgung, vielmehr wird Strom objektbezogen erzeugt und geleistet.¹⁰³ Der Tatbestand ist damit für die Fälle relevant, in denen gerade keine Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher besteht und damit keine Eigenversorgung vorliegt.¹⁰⁴ Auch im Rahmen dieses Tatbestands muss es sich um eine Kleinanlage handeln und der räumliche Zusammenhang gegeben sein. Die Vorgaben der konkretisierenden Verordnung, insbesondere aus §§ 11a und 12 b StromStV sind zu beachten.

4.1.3.1.1.2.2 Steuerbefreiung für die Verwendung von Strom für die Elektrolyse

Für den Elektrolyseurbetrieb kommt darüber hinaus insbesondere eine Entlastung gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG in Betracht, wonach auf Antrag die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet wird, den ein Unternehmen des **produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse** entnommen hat. Maßgeblich ist damit unter welchen Umständen der Betrieb eines Elektrolyseurs durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Sinne des Gesetzes erfolgt.

Nach § 2 Nr. 3 StromStG zählen zu den Unternehmen des produzierenden Gewerbes solche, die entweder dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige¹⁰⁵ zuzuordnen sind. Die Klassifikation der Wirtschaftszweige bestimmt

⁹⁷ Schimek et al., Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein, 2021, S. 159.

⁹⁸ BT-Drs. 14/2044, S. 11; Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 49.

⁹⁹ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 66.

¹⁰⁰ BFH, Urteil vom 20. 4. 2004 - VII R 44/03.

¹⁰¹ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 67.

¹⁰² Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 71,72.

¹⁰³ Schröder-Schallenberg in: Bongartz/Jatzke/Schröder-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zollltarif und Nebengesetze, 2021, § 9 Rn. 74.

¹⁰⁴ Schimek et al., Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein, 2021, S. 160.

¹⁰⁵ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003.

sich nach der Klassifikation durch das Statistische Bundesamt aus dem Jahre 2003 (KWZ 2003), § 2 Nr. 2a StromStG. Die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse könnte demnach je nach Verwendungszweck des hergestellten Wasserstoffs entweder durch das **verarbeitende Gewerbe (Abschnitt D)** oder zu **Unternehmen der Energieversorgung (Abschnitt E)** gezählt werden. Gemäß § 15 Abs 1 StromStV entscheidet das Hauptzollamt über die Zuordnung eines Unternehmens nach § 2 Nr. 3 zu einem Abschnitt oder einer Klasse der Klassifikation der Wirtschaftszweige. Dabei sind für die Zuordnung die dort niedergelegten Abgrenzungsmerkmale maßgeblich.

Zum **verarbeitenden Gewerbe (Abschnitt D)** zählt die mechanische, physikalische oder chemische Umwandlung von Stoffen oder Teilen in Waren.¹⁰⁶ Unterabschnitt DG (Herstellung von chemischen Erzeugnissen) nennt unter 24.11.0 die **Herstellung von Industriegasen**. Ausdrücklich umfasst diese Unterklasse auch die Herstellung von Edelgasen, Wasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff¹⁰⁷. Dem Wortlaut folgend könnte Wasserstoff nur dann darunter zählen, wenn er für die **industrielle Verwendung** und nicht zu rein energetischen Zwecken hergestellt wird. Entsprechend käme es für diesen Entlastungstatbestand dann auf die spezifische Verwendung des Wasserstoffs an und die Entlastung würde nur greifen, wenn der mit dem Strom hergestellte Wasserstoff zu industriellen Zwecken verwendet wird.¹⁰⁸ Die Auslegung des Begriffs des Industriegases ist nicht abschließend geklärt¹⁰⁹ und dementsprechend kann dieser Entlastungstatbestand für die Umsetzung in der Praxis mit Rechtsunsicherheiten behaftet sein.

Der Betrieb von Elektrolyseuren kann aber auch dann zu den Unternehmen des produzierenden Gewerbes gezählt werden, wenn es sich um **Anlagen handelt, die Wasserstoff zur energetischen Nutzung produzieren**. In diesem Fall lassen sich die Unternehmen unter Unternehmen der Energieversorgung (Abschnitt E) fassen. Abschnitt E umfasst „Tätigkeiten der Elektrizitäts-, Gas-, Wärme- und Dampfversorgung sowie der Wasserversorgung durch ein fest installiertes Netz von Strom- bzw. Rohrleitungen“¹¹⁰. Mitumfasst sind dabei auch „Elektrizitäts-, Gas-, Wärme-, Dampf- und Wasserversorgung u.Ä. in Industriegebieten oder Wohnblocks.“ Abschnitt E umfasst dabei unter 40.21 die **Kategorie Gaserzeugung**. Die Gaserzeugung ohne Verteilung unter 40.21.1 umfasst die verfahrensoffene Erzeugung von gasförmigen Brennstoffen mit einem spezifischen Heizwert aus Gasen verschiedenen Ursprungs zur Selbstversorgung und damit auch die Herstellung von Wasserstoff zur Selbstversorgung, denkbar beispielsweise zum Betrieb von EE-Anlagen und Elektrolyseure zur festen Versorgung einer Industrieanlage (FN). Die Unterklassen zu Gaserzeugung zur Verteilung unterscheiden zwischen Erzeugung mit Fremdbezug und ohne Fremdbezug. Wird Wasserstoff in ein Rohrleitungsnetz, beispielsweise ein Gas oder zukünftiges Erdgasnetz, eingespeist, ist das Kriterium der Verteilung gegeben. § 9a StromStG sieht bei Vorliegen eines produzierenden Gewerbes für die benannten bestimmten Prozesse eine **vollständige Entlastung** von der Stromsteuer vor, der Erlass ist gemäß § 17a Abs. 1 StromStV bei dem für den Antragsteller zuständigen Hauptzollamt zu beantragen. Ebenfalls in § 17a StromStV ist geregelt, welche Informationen und Dokumente dem Antrag beizufügen sind. Elektrolyseure können aber auch von Unternehmen betrieben werden, die nicht dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind. Hierzu zählen unter anderem Verkehrsunternehmen oder öffentliche Einrichtungen. In einem solchen Fall kann keine Entlastung beantragt werden.¹¹¹

Nach einem Urteil des BFH aus dem Jahre 2015 ist **nur der Strom entlastungsfähig, der an den Elektroden anliegt** und damit nur die Strommenge, die **unmittelbar in die Elektrolyse einfließt**.¹¹² Neben dem Strom, der unmittelbar für den **Zersetzungs-/Auflösungsprozess** im Rahmen der Elektrolyse verbraucht wird, wird auch im allgemeinen Strom für den Vorgang vorbereitende Prozesse aufgewendet, z.B. für den Einsatz von Pumpen zum Bewegen des Elektrolyts.¹¹³ Nach dem Urteil sind solche mechanischen Nebenprozesse nicht von der Stromsteuer nach § 9a StromStG befreit.

Der BFH führte in seinem Urteil aus, dass Elektrolyse nach allgemeinem Sprachverständnis eine durch elektrische Energie herbeigeführte **Zersetzung bzw. Auflösung** meine. In der Physik sei unter Elektrolyse die Zersetzung von Elektrolyten mit Hilfe des elektrischen Stroms zu verstehen. Es handle sich um Reduktions-Oxidations-Vorgänge, die sich an den Elektroden, die mit

¹⁰⁶ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003, S. 55.

¹⁰⁷ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003, S. 70.

¹⁰⁸ Altrock et al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 45.

¹⁰⁹ Altrock et al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 45.

¹¹⁰ Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003, S. 312.

¹¹¹ Schimek et al., Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein, 2021, S. 160.

¹¹² BFH, Urteil vom 30.06.2015 – VII R 52/13, Rn. 17.

¹¹³ Möhlenkamp in: Möhlenkamp/Milewski/Möhlenkamp, StromStG § 9a Rn. 4-7.

einer Gleichspannungsquelle verbunden sind und in eine Schmelze oder Flüssigkeit tauchen, abspielen.¹¹⁴ Der BFH argumentiert, dass Sinn und Zweck des § 9a Abs.1 Nr. 1 StromStG auch mit Blick auf unionsrechtliche Vorgaben keine extensive Auslegung des Begriffs erfordern. Es entspreche vielmehr dem Sinn und Zweck der Strombesteuerung, die Verwendung von Strom zum Antrieb von Pumpen, Förderbändern und Ventilatoren der Besteuerung zu unterwerfen und von der für die Elektrolyse vorgesehenen Steuerbefreiung auszunehmen.¹¹⁵

Trotz dieser eindeutigen Wertung bleibt fraglich, ob das zitierte Urteil, das den Prozess der Kupferherstellung mittels Elektrolyse zu untersuchen hatte, ohne Weiteres auch auf Wasserelektrolyse Anwendung finden kann. Zwar handelt es sich jeweils um elektrolytische Prozesse. Dennoch dürften sich gerade die notwendigen Nebenvorgänge grundlegend unterscheiden. Eine andere als die im Urteil vorgenommene Wertung könnte gerade vor dem Hintergrund der Dringlichkeit der möglichst umfassenden Förderung der Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Energien zielführend sein.

Eine Befreiung für Nebenprozesse, das bedeutet auch für Vorgänge wie eine nachträgliche Methanisierung oder Kraftstrom für den Motorantrieb, sind damit nicht von der Befreiung umfasst. Allerdings kommt diesbezüglich eine **Befreiung nach § 9b StromStG** in Frage. Demnach kann eine **Steuerentlastung** auf Antrag für nachweislich nach § 3 StromStG versteuerten Strom gewährt werden, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes für **betriebliche Zwecke** entnommen hat und wenn der Strom nicht von der Steuer befreit ist, § 9 Abs. 1 StromStG. Es muss sich um eigenbetriebliche Zwecke handeln also solche, die den unternehmerischen Tätigkeiten des entnehmenden Unternehmens dienen.¹¹⁶ Den Entlastungsantrag muss das entlastungsberechtigte Unternehmen stellen, und damit das Unternehmen, das nach § 9b Abs. 3 StromStG den Strom entnommen hat. Nach § 9b Abs. 2 S. 1 StromStG beträgt die Steuerentlastung 5, 13 € für eine Megawattstunde.

4.1.3.1.2 Netzentgelte

Zum Strompreis zählen auch Netzentgelte. Diese sind **bei Netzstrombezug** vom Letztverbraucher zu entrichten, und zwar entsprechend der Netzebene, an welche die jeweilige verbrauchende Einrichtung angeschlossen ist. Durch die Netzentgelte wird die physikalisch-technische Leistung der Netzbetreiber vergütet.¹¹⁷ Sie dienen damit der **Finanzierung der Netze** selbst und der Finanzierung von Systemdienstleistungen.¹¹⁸ Die Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Stromnetzen, einschließlich der Ermittlung für dezentrale Einspeisungen, wird durch die Stromnetzentgeltverordnung¹¹⁹ (StromNEV) geregelt.

Während damit auch bei **Netzstrombezug** für den Betrieb eines Elektrolyseurs Netzentgelte nach § 20 EnWG i.V.m. § 1 StromNEV grundsätzlich anfallen können, sind gesetzlich niedergelegte **Befreiungstatbestände** zu beachten, die eine relevante finanzielle Entlastung für den Betrieb von Elektrolyseuren darstellen können. Diese lassen sich grob unterteilen in Privilegierungen für bestimmte Netznutzer und Anlagen und solche für bestimmte Arten der Netznutzung.¹²⁰

4.1.3.1.2.1 Privilegierung für bestimmte Nutzer/Anlagen: Netzentgeltbefreiung für Speicher

Für den Betrieb eines Elektrolyseurs zur Herstellung von Wasserstoff als Power-to-Gas-Anlage könnte eine **Befreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 i.V.m. S. 7 EnWG** als Privilegierung für bestimmte Netznutzer bzw. Anlagen in Frage kommen. Hiernach sind nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 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. Die Befreiung erstreckt sich auch auf Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt, wie durch § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG klargestellt ist.¹²¹ Die

¹¹⁴ BFH, Urteil vom 30.06.2015 – VII R 52/13, Rn. 16.

¹¹⁵ BFH, Urteil vom 30.06.2015 – VII R 52/13, Rn. 16.

¹¹⁶ Jansen in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif und Nebengesetze, 2021, § 9b StromStG, Rn. 19.

¹¹⁷ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 940.

¹¹⁸ Kalis/Wilms, KeroSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt - Rechtswissenschaftliche Studie, 2020, S. 37.

¹¹⁹ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

¹²⁰ Kalis/Wilms, KeroSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt - Rechtswissenschaftliche Studie, 2020, S. 37.

¹²¹ Missling in: Theobald/Kühling, Energierecht, 2022, EnWG § 118 Rn. 29.

Befreiung ist damit ausweislich der in der Norm genannten zeitlichen Begrenzung auf Anlagen beschränkt, deren **Inbetriebnahme bis zum 04.08. 2026** erfolgt.

Bei Power-to-Gas-Anlagen kommt es dabei nicht auf die letztliche Verwendung des erzeugten Gases an. Insbesondere die Frage nach der Erforderlichkeit einer **Rückverstromung** war in diesem Zusammenhang einige Zeit umstritten, scheint aber zugunsten der Möglichkeit einer Netzentgeltbefreiung unabhängig von der Verwendung des erzeugten Gases beigelegt.

Zuvor wurde teilweise vertreten, dass eine Speicherung im Sinne des § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG nur vorliegt, wenn eine Rückverstromung gegeben ist, also am Ende eines Prozesses wieder elektrische Energie steht. Von einer **Speicherung** im Sinne des Gesetzes könne hingegen nicht die Rede sein, wenn eine andere Verwendung der Gasenergie am Ende der Prozesskette steht, beispielsweise im Falle industrieller Anwendungen.¹²² Dieses sich auf den Wortlaut stützende Argument überzeugt derweil nicht. Zum einen kann zwischen dem Begriff der „Speicherung“ im EnWG und dem Begriff der **Zwischenspeicherung** im EEG differenziert werden: Während Zwischenspeicherung eine Rückverstromung wohl voraussetzt, meint Speicherung physikalisch die Umwandlung in eine andere Energieform. Da das Gesetz gerade nicht von Zwischenspeicherung spricht, ist die Beschränkung des Anwendungsbereichs nicht anzunehmen. Darüber hinaus spricht auch § 118 Abs. 6 S. 3 i.V.m. S. 7 EnWG gegen die Annahme, eine Rückverstromung sei erforderlich: Gemäß § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG wird die Freistellung nach Satz 1 nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Da § 118 Abs. 6 S.7 EnWG ausdrücklich bestimmt, dass S. 2 und 3 keine Anwendung auf Anlagen finden, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt (oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird) wird eine Ausnahme von der Rückverstromungspflicht geschaffen. Dabei ist es angesichts der Gesetzessystematik fernliegend, dass der Gesetzgeber hier nur ausschließen wollte, dass eine Rückverstromung und Einspeisung in ein Netz vorgenommen werden müssen. Für eine solche weitreichende Beschränkung für die entsprechenden Anlagen bietet der Wortlaut der Norm keine Grundlage.¹²³ Während die herrschende Meinung somit überzeugend kein Rückstromerfordernis sieht, ist darauf hinzuweisen, dass die Frage bisher nicht höchstrichterlich entschieden wurde.¹²⁴

4.1.3.1.2.2 *Privilegierung für bestimmte Netznutzer/Anlagen: Reduziertes Entgelt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen*

§14a EnWG dient der **Vermeidung von Netzungspässen** und war bisher für den Bereich der Niederspannung konzipiert. Elektrizitätsverteiler haben demnach Lieferanten und Letztverbrauchern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen reduzierte Netznutzungsentgelte zu gewähren.¹²⁵

Unklar ist, ob Elektrolyseure unter den Begriff der **steuerbaren Verbrauchseinrichtung** fallen können und ihre Betreiber mit hin von dieser Privilegierung profitieren können. Der Begriff der Verbrauchseinrichtung in der aktuellen Fassung des Gesetzes ist grundsätzlich weit auszulegen.¹²⁶ Es lässt sich argumentieren, dass Elektrolyseure grundsätzlich unter den Begriff subsumiert werden können; insbesondere können Elektrolyseure ihre Last rasch zur Verfügung stellen oder aber herunterfahren.¹²⁷

Auch die ab dem 01. Januar 2023 geltende Neufassung des § 14a EnWG bringt bezüglich dieser Fragestellung keine Klarheit. Sie enthält neue Vorgaben für die netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen. Der Gesetzgeber beabsichtigt durch die Neufassung unter anderem einen umfassenden Systemansatz zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in das Stromsystem zu schaffen, der auch den Ausbau erneuerbaren Energien unterstützt.¹²⁸ Die Begrenzung auf die Ebene der Niederspannung findet sich in der Neufassung nicht. In Reaktion

¹²² Hinweis auf diese Auffassung über Posser in: Kment, EnWG, 2019, § 118 Rn. 17.

¹²³ Altrock et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 55.

¹²⁴ Altrock et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 56.

¹²⁵ Schnurre in BeckOK EnWG, 2022, § 14a EnWG 2022, Rn. 1.

¹²⁶ Schnurre in BeckOK EnWG, 2022, § 14a EnWG.

¹²⁷ GEODE, Stellungnahme der GEODE zum Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG), 2021, S. 2.

¹²⁸ BT-Drucks 20/2656, S. 43.

auf das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 (C-718/18) wurde in § 14a Abs. 1 S. 3 EnWG anstelle der zuvor bestehenden Verordnungsermächtigung weitreichende **Festlegungskompetenzen** der Bundesnetzagentur aufgenommen.

Als **steuerbare Verbrauchseinrichtungen** im Sinne von Absatz 1 und 2 gelten nach der **nicht abschließenden Legaldefinition** des § 14a Abs. 3 EnWG n.F. insbesondere Wärmepumpen, nicht öffentlich-zugängliche Ladepunkte für Elektromobile, Anlagen zur Erzeugung von Kälte oder zur Speicherung elektrischer Energie und Nachtstromspeicherheizungen, solange und soweit die Bundesnetzagentur in einer Festlegung nach Absatz 1 oder 2 nichts anderes vorsieht. Allgemein kommen nach der Gesetzesbegründung steuerbare Verbrauchseinrichtungen infrage, welche für sich genommen ein ausreichendes Lastverschiebungspotenzial aufweisen und bei denen wegen ihres zu hoher Gleichzeitigkeit neigenden Verbrauchsverhaltens aus energiewirtschaftlicher Sicht eine netzorientierte Steuerung vorteilhaft ist.¹²⁹ Auch durch die Novelle erfolgte damit **keine explizite Einbindung oder Ausschluss von Elektrolyseuren als steuerbare Verbrauchseinrichtung**. Die Bundesnetzagentur kann aber durch Festlegung in Zukunft weitere Verbrauchseinrichtungen mit einbeziehen.

Einschränkend ist allerdings festzuhalten, dass für Stromspeicher und PtX-Anlagen wie Elektrolyseure oftmals passendere Privilegierungstatbestände bestehen, weshalb die oben dargestellte Diskussion **kein vorrangiges Hemmnis** darstellt. Zu den einschlägigen und weiter gehenden Privilegierungstatbeständen zählt der oben dargestellte §118 Abs. 6 EnWG.

4.1.3.1.2.3 *Privilegierung für bestimmte Arten der Netznutzung: Reduziertes Entgelt wegen atypischer und intensiver Netznutzung*

Eine Netzentgeltreduzierung kommt bei **Sonderformen der Netznutzung** in Betracht, die beim Betrieb von Elektrolyseuren zum Tragen kommen können. So kann bei Betrieb von Elektrolyseuren grundsätzlich eine Privilegierung wegen **atypischer Netznutzung** und wegen **intensiver Netznutzung** vorliegen: „Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein **individuelles Netzentgelt anbieten**, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf (atypische Netznutzung). Ein individuelles Netzentgelt ist nach § 19 Abs. 2 StromNEV außerdem anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungstundenzahl von mindestens 7000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt (intensive Netznutzung). Auch hier werden aber im Regelfall weitreichendere Privilegierungsmöglichkeiten mit Blick auf die Netzentgelte gegeben sein.“

4.1.3.2 Hemmnisanalyse

Identifizierte wesentliche Hemmnisse

- Es besteht Rechtsunsicherheit, ob hinsichtlich der Stromsteuerbefreiung für die Elektrolyse eine Ausweitung des Kreises der Antragsteller in Betracht kommt
- Die Nutzung der Befreiungs- und Privilegierungstatbestände im Bereich der staatlichen induzierten Strombestandteil ist mit hohen formellen Anforderungen und der Durchführung mehrerer Verfahren bei unterschiedlichen Behörden verbunden, was die Rechtsanwendung erschwert

Tabelle 2: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei den Strombezugskosten von grünem Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

¹²⁹ BT-Drucks 20/2656, S. 44.

Hohe Kosten bei den staatlich induzierten Strombestandteilen haben das Potenzial, den Wasserstoffhochlauf zu hemmen, da sie die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Wasserstoff beeinflussen. Grundsätzlich wird die Entlastungsbedürftigkeit bei den Kosten der Erzeugung von grünem Wasserstoff vom Gesetzgeber erkannt. Im Rahmen der Gestehungskosten bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff ergeben sich potenzielle Hemmnisse für den Wasserstoffhochlauf dennoch daraus, dass Privilegierungsansätze durch den Gesetzgeber nicht weit genug gehen oder in ihrer Handhabung vereinfacht werden könnten.

Es ist zunächst daraufhin zu wirken, den Zugang zu den gesetzlichen Privilegierungen zu erleichtern. Das Befreiungssystem ist aktuell sehr komplex, wie die Aufschlüsselung der verschiedenen Befreiungstatbestände zur Stromsteuer des § 9 Abs.1 StromStG sowie des § 9a StromStG zeigt. Darüber hinaus sehen sich Antragsteller hohen formellen Anforderungen und unterschiedlichen Zuständigkeiten konfrontiert.¹³⁰ Eine Verschlankung, Vereinfachung und Entbürokratisierung des aktuellen Regimes würde zu einer besseren Rechtsanwendbarkeit führen.¹³¹

Darüber hinaus könnte § 9a StromStG insoweit ausgeweitet werden, dass auch Anlagenbetreiber, die nicht unter die Definition des produzierenden Gewerbes gemäß § 2 Abs. 3 StromStG fallen, die Befreiung nutzen können. Nach der aktuellen Regelung sind u.a. Verkehrsunternehmen und öffentliche Einrichtungen nicht zur vollständigen Steuerbefreiung des § 9a StromStG berechtigt, weshalb relevante Akteure einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft von diesem weitreichenden Tatbestand nicht profitieren können. Hier wird allerdings zu prüfen sein, ob eine derartige Ausweitung als europarechtskonform anzusehen ist.¹³²

In der rechtswissenschaftlichen Literatur ist inzwischen geklärt, dass die Befreiung nach §118 Abs. 6 1 i.V.m S. 7 EnWG nicht unter dem Vorbehalt einer Rückverstromung steht. Das sogenannte Speicherprivileg privilegiert Elektrolyseure folglich unabhängig davon, wie der erzeugte Wasserstoff verwendet wird, auch dann, wenn er industriellen Anwendungen zugeführt wird. Es wäre im Sinne der Rechtssicherheit dennoch von Vorteil, das Problem einer endgültigen Klärung zuzuführen, da hierzu nach wie vor keine höchstrichterliche Entscheidung vorliegt.

4.2 Transportinfrastruktur

Eine ausgebaut integrierte Infrastruktur zum Transport des Wasserstoffes ist Grundlage für den Markthochlauf. Der am 01.01.2022 von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) vorgelegte Wasserstoffbericht zeigt für das Modellierungsjahr 2032 eine Verzehnfachung der Transportleistung gegenüber dem „H2-Startnetz 2030“ aus dem NEP Gas 2020-2030¹³³ und entsprechend eine erhebliche Erhöhung des Transportbedarfs.¹³⁴ Die im NEP Gas 2022-2032 abgegebenen Meldungen von Verteilernetzbetreibern sehen eine Ausspeisemenge in Höhe von 54 TWh vor, die bis zum Jahr 2050 auf eine Ausspeisemenge von 291 TWh anwachsen soll.¹³⁵ Auf Basis der Prognosen soll das H2-Netz 2030 etwa 5.100 km lang sein¹³⁶ und das H2-Netz 2050 bereits 13.300 km lang.

Für den Ausbau einer Infrastruktur - die auch als Gradmesser des Markthochlaufs fungiert¹³⁷ - in dieser Größenordnung kommt es insbesondere auch auf ein gut funktionierendes **Planungs- und Genehmigungsrecht an**, das die Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur mehr begleitet als hindert. Neben einer Anschubförderung (siehe zum Beihilferahmen 4.5.4) braucht es auch einen gesicherten rechtlichen Rahmen für die Planung und Genehmigung einer grünen Wasserstoffinfrastruktur, um

¹³⁰ *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 22.

¹³¹ *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 44.

¹³² *Schimek et al.*, Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein, 2021, S. 161.

¹³³ *FNB Gas*, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, 2021.

¹³⁴ *FNB Gas*, Wasserstoffbericht, 2022, S. 17.

¹³⁵ *FNB Gas*, Wasserstoffbericht, 2022, S. 19.

¹³⁶ *FNB Gas*, Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland, 2021, S. 1.

¹³⁷ *Held*, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (145).

Investitionsentscheidungen abzusichern.¹³⁸ Das Planungs- und Genehmigungsrecht hat insbesondere zur Aufgabe, Raumkonflikte im Sinne einer funktionierenden Konkordanz zusammenzubringen. Das kann im Einzelnen eine besondere Herausforderung sein und führt zu komplizierten und langwierigen Verfahren. Der Gemeinwohlbezug ist dabei ein gemeinsames Kennzeichen aller Planungen.¹³⁹

Im Folgenden soll der Status Quo dieses rechtlichen Rahmens analysiert und auf mögliche Hemmnisse in diesem Kontext untersucht werden. Betrachtet werden in diesem Kapitel Wasserstoffnetze (4.2.1), Speicher (4.2.2) und Importterminals (4.2.4). Die Genehmigung der erforderlichen Anlagen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen des Wasserstoffmarktes erfolgt nicht anhand eines einheitlichen Zulassungsregimes, die Verfahren können mitunter jedoch denselben Grundsätzen folgen. Die Genehmigung von Elektrolyseuren wurde dabei bereits im Kontext der Erzeugung behandelt (4.1.2).

4.2.1 Wasserstoffnetze

Um die geplanten Ausspeisemengen zu erreichen, ist insbesondere ein gut ausgebautes Wasserstoffnetz notwendig. Der **Begriff des Wasserstoffnetzes** ist nunmehr energierechtlich in **§ 3 Nr. 39a EnWG** legaldefiniert als

Netz zur Versorgung von Kunden ausschließlich mit Wasserstoff, das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt ist, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht, dabei umfasst es unabhängig vom Durchmesser Wasserstoffleitungen zum Transport von Wasserstoff nebst allen dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Spannungs-, Regel- und Messanlagen sowie Leitungen und Leitungssysteme zur Optimierung des Wasserstoffbezugs und der Wasserstoffdarbietung,

Wasserstoffnetze im Sinne der Begriffsbestimmung bewegen sich damit **sowohl auf Verteil- als auch auf Transportebene**.¹⁴⁰ Rein definitorisch sind sie abgegrenzt zum Begriff des Gasversorgungsnetzes nach § 3 Nr. 20 EnWG und dementsprechend nicht unter diesen Begriff zu fassen.¹⁴¹ Demgegenüber fehlt eine entsprechende Legaldefinition der **Wasserstoffleitung**. Grundsätzlich ist, vom Wortlaut ausgehend, eine Wasserstoffleitung eine *Rohrleitung, die in der Regel unterirdisch verlegt ist und in der Wasserstoff transportiert wird*.¹⁴² Der Netzbegriff umfasst unabhängig vom Durchmesser Wasserstoffleitungen zum Transport von Wasserstoff nebst allen dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Spannungs-, Regel- und Messanlagen sowie Leitungen oder Leitungssysteme zur Optimierung des Wasserstoffbezugs und der Wasserstoffdarbietung.¹⁴³

Zum Veröffentlichungsstand dieser Studie existieren noch keine Wasserstoffnetze in diesem Sinne, die keine Inselnetze sind.¹⁴⁴ Gleichwohl laufen hierzu bereits über 30 Projekte auf Verteilernetzebene, die auch ausschließliche Wasserstoffnetze betreiben.¹⁴⁵ Zudem sieht der NEP 2020-2030 etwa 1.294 km Fernleitung für grüne Gase (Wasserstoff und synthetisches Methan) bis 2030 vor.¹⁴⁶ Mit den jetzigen Abfragen zum NEP 2022-2032 wurde dieses Ziel nochmals deutlich erhöht. Unterstützt wird dies durch die European Hydrogen Backbone-Initiative, einem Zusammenschluss von 31 Fernleitungsnetzbetreibern aus Europa.¹⁴⁷ Aus Deutschland sind Open Grid Europe und Ontras als größter und zweitgrößter Fernleitungsnetzbetrei-

¹³⁸ Langstädtler, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (203).

¹³⁹ Franzius, Planungsrecht und Regulierungsrecht, ZUR 2018, 11 (12).

¹⁴⁰ Stelter/Schieferdecker/Lange, Der Gesetzesentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (100).

¹⁴¹ Altrack et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 65.

¹⁴² Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 431 Rn. 23.

¹⁴³ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (156).

¹⁴⁴ FNB Gas, Wasserstoffbericht, 2022, S. 14.

¹⁴⁵ FNB Gas, Wasserstoffbericht, 2022, S. 15.

¹⁴⁶ FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, 2021, S. 16.

¹⁴⁷ Van Rossum et al., European Hydrogen Backbone, A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, 2022.

ber auch Teil der European Hydrogen Backbone-Initiative. So soll der Ausbau auch auf europäischer Ebene mitgedacht werden und zu sinnvollen Zusammenschlüssen zwischen den Netzen führen. Dabei soll der erhebliche Ausbaubedarf an Wasserstoffleitungen nicht nur über Leitungsneubau gedeckt werden: Etwa 80 % der neuen Wasserstoffleitungen bis 2030 sollen umgestellte Erdgasleitungen sein.¹⁴⁸ Im Folgenden sollen daher die planungs- und genehmigungsrechtliche Dimension der **Umstellung von Erdgasnetzen** (4.2.1.1) sowie der **Neubau von Wasserstoffleitungen** (4.2.1.2) betrachtet werden.

In beiden Fällen spielt das neue Regelungsregime nach § 43I EnWG eine entscheidende Rolle. Hier ist zu untersuchen, inwieweit die planungs- und genehmigungsrechtlichen Vorgaben ausreichen, um den zügigen Ausbau eines Wasserstoffnetzes zu ermöglichen. Die im Zuge der energierechtlichen Novelle aus dem Jahr 2021 eingefügten Regelungen zu Wasserstoffnetzinfrastruktur sind dabei prinzipiell als Übergangsregelungen zu verstehen, die einer Evaluierung unterliegen.¹⁴⁹

4.2.1.1 Umstellung von Erdgasnetzen

Die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes aus bestehenden Gasnetzen heraus wäre nach Schätzungen wirtschaftlich um den Faktor 10 günstiger als die Etablierung einer neuen Infrastruktur. Es ist folglich sinnvoll, die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur für den Wasserstofftransport zu nutzen - insbesondere vor dem Hintergrund, dass ab 2045 keine fossilen Gase mehr durch die Netze fließen sollen. Daher ist kurz- und mittelfristig mit Vorhaben von Fernleitungsnetzbetreibern zur Umstellung von Gasversorgungsleitungen für Wasserstofftransport zu rechnen.¹⁵⁰ Forschungsvorhaben konnten nachweisen, dass die für Gasversorgungsleitungen verwendeten Stahl-Werkstoffe gut für den Transport für Wasserstoff geeignet sind.¹⁵¹ Dementsprechend ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich eine Wasserstoffinfrastruktur überwiegend aus der bestehenden Erdgasinfrastruktur entwickelt.¹⁵² Diese potenzielle Entwicklung wird auch flankiert von energierechtlichen Regelungen.

Mit dem § 43I EnWG wurde im Zuge der Novellierung des EnWG ein wichtiger planungsrechtlicher Baustein zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur geschaffen - mit erheblicher Bedeutung für die Praxis.¹⁵³ Nach einer Auffassung handelt es sich dabei sogar um die mit Abstand wichtigste planungsrechtliche Regelung zur Beschleunigung des Auf- und Ausbaus von Wasserstoffnetzen.¹⁵⁴ Der besondere Hebel ist dabei die gesetzliche **Zulassungsfiktion** der Vorschriften § 43I Abs. 4 und Abs. 5 EnWG, die vorsehen, dass **behördliche Zulassungen sowohl für Errichtung, Änderung und Betrieb einer Gasversorgungsleitung für Erdgas einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen auch als Zulassung für den Transport von Wasserstoff gelten**. Das gilt entsprechend auch für behördliche Zulassungen für Gas-, Wasserstoff- und Produktleitungen auf Grundlage eines anderen Gesetzes. Hierin liegt eine **besondere gesetzliche Privilegierung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff**, die auch der Beschleunigung des Auf- und Ausbaus der Wasserstofftransportinfrastruktur dienen soll.¹⁵⁵ Diese Privilegierung soll die Weiternutzung der bestehenden Netze auch über den Zeitpunkt 2045 hinaus, der das Ende des fossilen Erdgases markieren soll, anreizen.

Gleichwohl soll die Umstellung nicht gänzlich ohne behördliches Kontrollregime erfolgen. Im Folgenden werden die entsprechenden planungsrechtlichen Anforderungen an die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff dargestellt.

4.2.1.1.1 Sicherheitstechnisches Anzeigeverfahren

Für die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstofftransport bedarf es grundsätzlich eines **sicherheitstechnischen Anzeigeverfahrens** nach § 113c Abs. 3 S.1 EnWG, wonach die Umstellung einer Leitung für den Transport von Erdgas auf den Transport von Wasserstoff der nach Landesrecht zuständigen Behörde (in der Regel die Energieaufsichtsbehörde) mindestens acht Wochen vor dem geplanten Beginn der Umstellung unter Beifügung aller für die Beurteilung der Sicherheit erforderlichen Unterlagen schriftlich oder durch Übermittlung in elektronischer Form anzuzeigen und zu beschreiben ist. Zweck der

¹⁴⁸ FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, 2021, S. 16.

¹⁴⁹ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

¹⁵⁰ Ausführlich zu der Thematik *Riege*, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (387); *Held*, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (145).

¹⁵¹ *Riege*, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (388).

¹⁵² *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 4.

¹⁵³ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 2 (m. w. N.).

¹⁵⁴ *Elspas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (264).

¹⁵⁵ BT-Drs. 19/27453, S. 132.

Vorschrift ist damit die **Beurteilung der Anlagensicherheit** durch die zuständige Energieaufsichtsbehörde.¹⁵⁶ Gemäß § 113c Abs.3 S.2 EnWG muss der Anzeige die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beigelegt werden, dass die Leitung den Anforderungen des § 49 Abs.1 EnWG entspricht, die Behörde kann nach § 113c Abs. 3 S. 3 EnWG die Umstellung beanstanden, wenn dies nicht der Fall ist.

Maßgeblich ist dementsprechend die **Einhaltung der Anforderungen des § 49 Abs.1 EnWG**, wonach Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die **technische Sicherheit gewährleistet** ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Das wird gemäß § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG vermutet, wenn Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas und Wasserstoff die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) einhalten. Der DVGW konkretisiert in seinen Arbeitsblättern G 260 und G 262 den erforderlichen Stand der Gasbeschaffenheit und Gasqualität, ordnet dabei Wasserstoff jedoch lediglich als Zusatzgas ein. Weitere Arbeitsblätter des DVGW existieren noch nicht, an einer entsprechenden Anpassung arbeitet der DVGW jedoch¹⁵⁷ und beschäftigt sich mit den bei der Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport zu beachtenden Sicherheitsanforderungen.¹⁵⁸ Das ist notwendig, um entsprechende Rechtssicherheit für Wasserstoffprojekte zu generieren.

4.2.1.1.2 Energierechtliches Anzeigeverfahren

Sind über die Umstellung hinaus **bauliche oder technische Änderungen** oder **Erweiterungen** an der Leitung erforderlich, so findet nach § 43l Abs. 4 S. 4 EnWG auch § 43f EnWG Anwendung, der ein **energierechtliches Anzeigeverfahren** für Leitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm („statt eines Planfeststellungsverfahrens“) vorsieht, wenn die Änderungen und Erweiterungen **unwesentlich** sind.

Die Umstellung von Erdgasversorgungsleitungen auf Wasserstoff ist in der Regel mit technischen Umbaumaßnahmen verbunden, die unter Umständen die Leitung selbst betreffen können. Ob der **rechtliche Änderungsbegriff erfüllt** ist, ist neben einer substanzbezogenen Betrachtungsweise vor allem auf Grundlage der bisherigen Zulassungsentscheidung zu beurteilen.¹⁵⁹ Bezugspunkt dafür, ob eine Änderung im Rechtssinne vorliegt, ist die Anlage in ihrer gestatteten Form. Dabei wird durch Auslegung der dem Vorhaben zugrunde liegenden Genehmigung, unter Berücksichtigung aller Nebenbestimmungen, der Antragsunterlagen und des Verfahrens ermittelt, ob die betreffende Maßnahme noch davon gedeckt ist.¹⁶⁰ Daher sollte eine **umfassende Prüfung der Bestandsgenehmigung** und der entsprechenden Antragsunterlagen darauf erfolgen, ob die Umstellung auf Wasserstoff über die Substanzumstellung hinaus von der ursprünglichen Zulassungsentscheidung gedeckt ist und damit keine Änderung im Rechtssinne darstellt. Dann könnte unter Umständen auch das energierechtliche Anzeigeverfahren nach § 43f EnWG entfallen.¹⁶¹ Je konkreter und detaillierter die Genehmigungsunterlagen der Gasversorgungsleitung sind, umso eher werden Umbaumaßnahmen eine Abweichung darstellen und den Änderungsbegriff erfüllen; ist die Beschreibung hingegen eher allgemein, so kann unter Umständen eine Änderung abzulehnen sein und auf ein Anzeigeverfahren verzichtet werden.¹⁶²

Liegt nach diesen Grundsätzen eine Änderung im Rechtssinne vor, ist diese dann **unwesentlich**, wenn kumulativ das Vorhaben nicht UVP-pflichtig ist (Nr. 1), andere öffentliche Belange nicht berührt sind oder die erforderlichen behördlichen Entscheidungen vorliegen (beispielsweise nach dem Bundesnaturschutzgesetz), sie dem Plan nicht entgegenstehen (Nr. 2) und Rechte anderer nicht beeinträchtigt werden oder mit Betroffenen entsprechende Vereinbarungen getroffen wurden (Nr. 3). Gemäß § 43f Abs. 2 Nr. 1 EnWG sind zu diesem **Zweck Änderungen oder Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen zur Ermöglichung des Transports von Wasserstoff** nach § 43l Abs. 4 EnWG von der **UVP-Pflicht befreit**. Damit beschränkt sich das Prüfprogramm der Behörde im Wesentlichen auf die Beurteilung, ob **öffentliche Belange** durch das Vorhaben berührt sind.¹⁶³ Öffentliche Belange sind dabei alle rechtlichen, wirtschaftlichen, ökologischen, sozialen, kulturellen, ideellen oder sonstige

¹⁵⁶ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (391); Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43l Rn. 53.

¹⁵⁷ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 73.

¹⁵⁸ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (388) ausführlich zu den entsprechenden Merkblättern des DVGW.

¹⁵⁹ Riege in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 25.

¹⁶⁰ Missling in: Theobald/Kühling, Energierecht, 2022, § 43 Rn. 21 m.w.N.

¹⁶¹ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (390).

¹⁶² Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (391).

¹⁶³ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43l Rn. 68.

schützenswerte Allgemeininteressen.¹⁶⁴ Sie sind dann berührt, wenn das Vorhaben die Situation der betroffenen Belange in irgendeiner Form negativ verändert.¹⁶⁵ Die Behörde muss dementsprechend einschätzen, welche Genehmigungen für das Umstellungsvorhaben notwendig sind, ob diese vorliegen und dem Vorhaben nicht entgegenstehen.¹⁶⁶ Gemäß § 43f Abs. 4 S. 5 Hs. 2 EnWG i.V.m. Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG bedarf es für die hier gegenständlichen Änderungen und Erweiterungen von Gasversorgungsleitungen **keine Prüfung der dinglichen Rechte anderer**, wodurch das Prüfprogramm erheblich verschlankt und vereinfacht wird.

Der Vorhabenträger hat der Anzeige seines Umstellungsvorhabens hinreichende Erläuterungen beizufügen, denen sich entnehmen lässt, dass die geplante Änderung oder Erweiterung den Voraussetzungen des § 43f Abs. 1 EnWG genügt, § 43f Abs. 4 S. 2 EnWG. Insbesondere bedarf es einer Darstellung zu den zu erwartenden Umweltauswirkungen, § 43f Abs. 4 S. 3 EnWG. Die **Planfeststellungsbehörde als zuständige Behörde** für das energierechtliche Anzeigeverfahren trifft auf dessen Grundlage innerhalb eines Monats eine **Ermessensentscheidung**¹⁶⁷ über die Freistellung von einem förmlichen Verfahren oder ob ein Plangenehmigungs- oder Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist (§ 43f Abs. 4 S. 4 EnWG) nach dem oben dargestellten Prüfprogramm. Insoweit besteht im Rahmen der gerichtlichen Überprüfung lediglich ein Anspruch auf ermessensfehlerfreie Entscheidung, nicht hingegen auf Zulassung des Vorhabens ohne förmliches Verfahren. Dabei hat die Behörde insbesondere das Interesse des Vorhabenträgers an einer zügigen Entscheidung sowie das besondere öffentliche Interesse an der Umstellung der Gasversorgungsleitungen auf den Wasserstofftransport sowohl unter Klimaschutzgesichtspunkten als auch unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.¹⁶⁸

Im Ergebnis handelt es sich bei dem Abschluss des energierechtlichen Anzeigeverfahrens um eine **dritte Art der Zulassungsentscheidung**.¹⁶⁹ Zwar sieht § 43f Abs. 4 S. 4 EnWG hierzu eine behördliche **Entscheidungsfrist von einem Monat** vor, doch kann diese Frist in der Praxis wegen mangelnder Kapazitäten oft nicht eingehalten werden.¹⁷⁰ In dieser Situation greift dann auch **keine Genehmigungsfiktion**, die es dem Vorhabenträger erlauben würde, nach Ablauf einer bestimmten Frist mit dem Umstellungsvorhaben zu beginnen. Faktisch bestimmen damit die behördlichen Ressourcen die Entscheidungsfrist. Die folgende Grafik fasst die Privilegierungen für die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff zusammen:

Gesetzliche Privilegierung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

- ➔ Behördliche Zulassungen sowohl für Errichtung, Änderung und Betrieb einer Gasversorgungsleitung für Erdgas einschließlich der für den Betrieb notwendigen Anlagen gelten auch als Zulassung für den Transport von Wasserstoff.
- ➔ Bestehende Gestattungsverträge mit Privaten sind im Zweifel so auszulegen, dass von ihnen auch die Errichtung und der Betrieb der Leitungen zum Transport von Wasserstoff umfasst ist.
- ➔ Wegenutzungsverträge mit Gemeinden für Gasleitungen gelten für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff bis zum Ende ihrer vereinbarten Laufzeit fort.

Abbildung 3: Gesetzliche Privilegierung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

¹⁶⁴ Bonk/Neumann in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 2018, § 73 Rn. 71; Pielow in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 2019, § 43f Rn. 10; Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 69.

¹⁶⁵ Martin/Wickel in: Fehling/Kastner/Störmer, VwVfG, 2021, § 74 Rn. 210; Turiaux in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2019, § 43f Rn. 11.

¹⁶⁶ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 69.

¹⁶⁷ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (393).

¹⁶⁸ Vgl. Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 73.

¹⁶⁹ Kupfer in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 2021, § 43f, Rn. 3; Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 72 m.w.N.

¹⁷⁰ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 71.

4.2.1.1.3 Umstellung anderer Leitungen

Darüber hinaus erlaubt §43I Abs. 5 EnWG ebenfalls die dargestellte gesetzliche Privilegierung für die Umstellung von auf Grundlage anderer Gesetze zugelassener Gas-, Wasserstoff- und Produktleitungen. Hier kommen insbesondere nach § 65 UVPG planfestgestellte und nach der Rohrfernleitungsverordnung¹⁷¹ (RohrFltgV) zugelassene Leitungen in Betracht. Die Regelung ist insoweit konsequent, um eine zügige und umfassende Einbeziehung der bestehenden Leitungsinfrastruktur und damit auch industriell bzw. stofflich genutzte Leitungen in die Wasserstoffinfrastruktur zur ermöglichen.¹⁷²

4.2.1.1.4 Anlagen nach dem BImSchG

Verdichterstationen sind Elemente eines Gasnetzes, die nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in Verbindung mit der 4. BImSchV, Anlage 1, Nummer 1.4.1.1, genehmigungspflichtig sind.¹⁷³ Entsprechend unterfällt die Umstellung einer solchen immissionsschutzrechtlich zugelassenen Erdgas-Verdichteranlage für den Wasserstofftransport dem § 16 BImSchG und nicht der Privilegierung des § 43I EnWG, wie § 43I Abs. 6 EnWG klarstellt. Hingegen kann eine energierechtlich nach § 43 Abs. 2 S. 1 EnWG als Nebenanlage zur Gasversorgungsleitung zugelassene Erdgas-Verdichteranlage nach § 43I Abs. 4 EnWG privilegiert umgestellt werden.¹⁷⁴

4.2.1.2 Leitungsneubau

Wenngleich der Fokus im Netzaufbau auf der Umstellung bestehender Leitungen liegt, ist dennoch zumindest in Teilen auch der **Neubau von Wasserstoffleitungen** erforderlich. Hier ist insbesondere die Planfeststellung das zentrale Zulassungsinstrument und soll im Folgenden dargestellt werden. Neben der Planfeststellung kann unter Umständen auch das Raumordnungsverfahren einschlägig sein.

4.2.1.2.1 Raumordnungsverfahren

Für Wasserstoffleitungen kann auch unter Umständen ein Raumordnungsverfahren durchzuführen sein, wenn die Leitung im Einzelfall **raumbedeutsam** ist und **überörtliche Bedeutung** hat. Das ergibt sich aus § 1 Nr. 14 Raumordnungsverordnung¹⁷⁵ (RoV) der grundsätzlich festlegt, dass dann für die Errichtung von Gasleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm die Durchführung eines Raumordnungsverfahren auf Antrag nach § 15 Abs. 5 S. 1 ROG oder von Amts wegen nach § 15 Abs. 5 S. 3 ROG erfolgt. § 43I Abs. 7 EnWG stellt nun für diesen Tatbestand klar, dass der Begriff der Gasleitungen des § 1 Nr. 14 RoV auch für Wasserstoffnetze i.S.d. EnWG gilt und somit der **Anwendungsbereich der Raumordnung** entsprechend der Maßgabe der RoV i.V.m. dem ROG **eröffnet** ist.

Die Raumverträglichkeit **raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen** prüft die für die Raumordnung zuständige Landesbehörde gemäß § 15 Abs. 1 ROG in einem **Raumordnungsverfahren**. Gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 6 ROG sind **raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen** Planungen einschließlich der Raumordnungspläne, Vorhaben und sonstige Maßnahmen, durch die Raum in Anspruch genommen oder die räumliche Entwicklung oder Funktion eines Gebietes beeinflusst wird, einschließlich des Einsatzes der hierfür vorgesehenen öffentlichen Finanzmittel.

In der Raumordnung soll der Gesamttraum der Bundesrepublik Deutschland durch Raumordnungspläne und durch Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen entwickelt, geordnet und gesichert werden, § 1 Abs. 1 S. 1 Raumordnungsgesetz¹⁷⁶ (ROG). § 1 Abs. 3 ROG stellt hierzu das **Gegenstromprinzip** auf, wonach Entwicklung, Ordnung und Sicherung der Teilräume sich in Gegebenheiten einfügen sollen und die Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Gesamttraums die Gegebenheiten und Erfordernisse seiner Teilräume berücksichtigen soll. Die Raumordnung wird nach § 4 Abs. 1 Nr. 3 ROG insbesondere in **Abwägungs- und Ermessensentscheidungen** öffentlicher Stellen über die **Zulässigkeit raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen** von privatrechtlichen Personen, die der **Planfeststellung** oder der Plangenehmigung bedürfen,

¹⁷¹ Rohrfernleitungsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777, 3809), die zuletzt durch Artikel 224 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

¹⁷² *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 74.

¹⁷³ BT-Drs. 19/27453, S. 132.

¹⁷⁴ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 78.

¹⁷⁵ Raumordnungsverordnung vom 13. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2766), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2694) geändert worden ist.

¹⁷⁶ Raumordnungsgesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353) geändert worden ist.

relevant, in denen dann die Ziele der Raumordnung als verbindliche Vorgaben in Form von räumlich und sachlich bestimmten oder bestimmbar, vom Träger der Raumordnung abschließend abgewogenen textlichen oder zeichnerischen Festlegungen in Raumordnungsplänen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raums (§ 3 Abs. 1 Nr. 2 ROG) zu berücksichtigen sind. Vor diesem Hintergrund können raumbedeutsame Planungen und Maßnahmen gemäß § 12 Abs. 1 ROG durch die Raumordnungsbehörde **unbefristet untersagt** werden, wenn Ziele der Raumordnung entgegenstehen.

Es besteht die Möglichkeit des **beschleunigten Raumordnungsverfahren nach § 16 Abs. 1 ROG** - soweit keine anderen Rechtsvorschriften entgegenstehen – wenn die raumbedeutsamen Auswirkungen der Planungen und Maßnahmen gering sind oder die für die Prüfung der Raumverträglichkeit erforderlichen Stellungnahmen schon in einem anderen Verfahren abgegeben wurden. In einem solchen beschleunigten Verfahren kann dann auf die Beteiligung einzelner öffentlicher Stellen (§ 15 Abs. 3 S.1 und S.6 ROG) verzichtet werden.

4.2.1.2.2 Planfeststellung

Für die Planfeststellung ergeben sich Anknüpfungspunkte sowohl im EnWG als auch im UVPG. Das hängt maßgeblich von der Länge und dem Durchmesser der Leitungen ab. Beide Planfeststellungstatbestände sollen mit den jeweiligen Voraussetzungen dargestellt werden, um im Anschluss näher auf das Verfahren der Planfeststellung einzugehen.

4.2.1.2.2.1 Planfeststellung nach EnWG

Gemäß § 43 Abs. 2 EnWG bedarf die **Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Wasserstoffleitungen einschließlich der Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals** für Wasserstoff mit einem Durchmesser **von mehr als 300 Millimetern der Planfeststellung**, wobei sich die Nenngröße auf den Innendurchmesser bezieht.¹⁷⁷ § 43 Abs. 1 EnWG legt zusätzlich fest, dass der **Begriff der Gasversorgungsleitung im Teil 5 des EnWG auch Wasserstoffleitungen umfasst**. Damit wird die Systematik und Struktur der energiewirtschaftlichen Planfeststellung direkt auf Wasserstoffnetze übertragen.¹⁷⁸ Teil 5 des EnWG regelt die Planfeststellung und die Wegenutzung (siehe zu Wegenutzungsrechten 4.2.1.2.3). Für diesen Regelungsbe- reich werden damit nunmehr Wasserstoffnetze Gasversorgungsleitungen gleichgestellt und damit klargestellt, dass alle Vor- schriften zur Planfeststellung und Wegenutzung des EnWG (§§ 43-48 EnWG) auf Wasserstoffnetze Anwendung finden.¹⁷⁹ Darunter fallen dann auch die **Vorschriften mit Beschleunigungscharakter**¹⁸⁰ (§§ 43a, 43g, 43e, 44, 44b, 44c, 45b EnWG).

Gemäß § 43 Abs. 4 EnWG sind für das Planfeststellungsverfahren die §§ 72 bis 78 Verwaltungsverfahrensgesetzes des Bundes¹⁸¹ (VwVfG) anzuwenden. Hierunter fallen auch Ausnahmen und Freistellung von der generellen Planfeststellungspflicht unter bestimmten Voraussetzungen. Gemäß § 74 Abs. 6 S. 1 VwVfG kann beispielsweise statt eines Planfeststellungsbeschlusses auch eine **Plangenehmigung** erteilt werden. Insbesondere dürfen dann **Rechte anderer nicht beeinträchtigt** werden und **keine Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich** sein. Der Vorteil der Plangenehmigung ist gemäß § 74 Abs. 6 S. 2 Hs. 1 und 2 VwVfG, dass sie die **Rechtswirkungen der Planfeststellung** entfaltet, gleichwohl auf ihre Erteilung die Vorschriften über das Planfeststellungsverfahren weitestgehend nicht anzuwenden sind.

Gemäß § 74 Abs. 7 S.1 VwVfG **entfallen Planfeststellung und Plangenehmigung in Fällen von unwesentlicher Bedeutung**. Auch hierbei handelt es sich um eine Beschleunigungsregelung¹⁸² ohne Ermessen¹⁸³. Es entfallen dann Planfeststellung und Plangenehmigung bei Vorliegen der Voraussetzungen **ipso iure**, ohne Antragsverfahren. Hierfür müssen kumulativ die Voraussetzungen des § 74 Abs. 7 VwVfG vorliegen, wonach andere **öffentliche Belange nicht berührt** sein dürfen oder erforderliche behördliche Entscheidungen vorliegen und dem Plan nicht entgegenstehen (zum Beispiel nach dem Bundesnaturschutzgesetz), (Nr. 1), **Rechte anderer nicht beeinflusst** werden oder **entsprechende Vereinbarungen** getroffen worden sind (Nr. 2) und **keine Öffentlichkeitsbeteiligung** nach den Anforderungen des § 73 Abs. 3 S. 1 und Abs. 4-7 VwVfG vorgeschrieben ist (Nr. 3). Hiervon sind insbesondere **UVP-pflichtige Vorhaben** erfasst, da § 18 Abs. 1 S.3 UVPG vorsieht, dass die nach

¹⁷⁷ BT-Drs. 15/4068 S. 8.

¹⁷⁸ *Elsas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (263).

¹⁷⁹ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 13 (m. w. N.).

¹⁸⁰ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 13.

¹⁸¹ Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 24 Absatz 3 des Gesetzes vom 25. Juni 2021 (BGBl. I S. 2154) geändert worden ist.

¹⁸² *Wickel* in: Fehling/Kastner/Störmer, Verwaltungsrecht, 2021, § 74 Rn. 196.

¹⁸³ *Neumann/Külpmann* in: Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, 2018, § 74 Rn. 257.

§ 18 Abs. 1 S.1 UVPG erforderliche Öffentlichkeitsbeteiligung den Anforderungen des § 73 Abs.3 S.1 und Abs. 5-7 VwVfG entsprechen muss (siehe generell zum UVPG 4.1.2.1.2.2). Während die ersten beiden Voraussetzungen im Einzelfall geprüft werden müssen, steht die Freistellung für den planfeststellungspflichtigen Neubau von Wasserstoffleitungen insbesondere nur offen, wenn diese keine Öffentlichkeitsbeteiligung erfordern. § 43I Abs. 2 S. 2 EnWG ordnet hierzu die entsprechende **Anwendung von Anlage 1 Nr.19.2 UVPG auf Wasserstoffnetze** an, wonach Errichtung und Betrieb einer Gasversorgungsleitung im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes, ausgenommen Anlagen, die den Bereich eines Werksgeländes nicht überschreiten, mit einer Länge **von mehr als 40 km** und einem Durchmesser von **mehr als 800 mm UVP-pflichtig** sind und damit auch der entsprechenden Öffentlichkeitsbeteiligung bedürfen. Abgestuft nach Länge und Durchmesser bedarf es hingegen bei kleineren Vorhaben unter Umständen nur einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls gemäß § 7 Abs. 1 S.1 UVPG oder einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 7 Abs.2 UVPG. Die folgende Tabelle listet die entsprechenden Parameter auf:

Anlage 1 UVPG	Parameter VNB in TWh		Prüfungsmaßstab	Öffentlichkeitsbeteiligung
19.2.1	> 40 km	> 800 mm	UVP-pflichtig	Zwingend
19.2.2	> 40 km	300 mm – 800 mm	Allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls	Abhängig vom Ergebnis der Vorprüfung
19.2.3	5 km – 40 km	> 300 mm		
19.2.4	< 5 km	> 300 mm	Standortspezifische Vorprüfung des Einzelfalls	

Tabelle 3: Parameter von Wasserstoffleitungen für die UVP-Pflicht

Quelle: eigene Darstellung

Entsprechend ergibt sich, dass die Möglichkeit der Plangenehmigung und die Möglichkeit, dass sowohl Planfeststellung und Plangenehmigung entfallen, nur für **Vorhaben unterhalb einer bestimmten Größenordnung bestehen (namentlich unter 40 km und unter 800 mm Durchmesser)**.

Da Planfeststellung und Plangenehmigung nur entfallen, wenn Rechte Dritter nicht berührt sind, entfaltet die Norm auch **drittschützende Wirkung** und gibt Dritten eine Klagebefugnis, entweder auf Unterlassung des Vorhabens (allgemeine Leistungsklage)¹⁸⁴, Feststellung, dass das Vorhaben ohne Durchführung einer Planfeststellung oder ohne Plangenehmigung unzulässig ist¹⁸⁵, oder zur Anfechtung eines (deklaratorischen) Unterbleibensbescheids, mit dem die Behörde die Entbehrlichkeit der Planfeststellung und der Plangenehmigung feststellt¹⁸⁶.

Ist kein Planfeststellungsverfahren gesetzlich vorgeschrieben (so für Leitungen mit einem Durchmesser unter 300 Millimetern), so eröffnet § 43I Abs. 3 EnWG die Möglichkeit der **fakultativen Planfeststellung**. Alternativ muss der Vorhabenträger die entsprechenden **Einzelgenehmigungen** beantragen. Das kann naturschutzrechtliche, wasserrechtliche, bergbaurechtliche und auch immissionsschutzrechtliche Genehmigungen beinhalten. Grundsätzlich ist der **Konzentrationseffekt** (siehe hierzu 4.2.1.2.2.6) der Planfeststellung für Vorhabenträger **von Vorteil**, insbesondere vor dem Hintergrund, dass Einzelgenehmigungen bei einer Vielzahl unterschiedlicher Behörden beantragt werden muss.

¹⁸⁴ Neumann/Külpmann in: Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, 2018, § 74 Rn. 260.

¹⁸⁵ Neumann/Külpmann in: Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, 2018, § 74 Rn. 259.

¹⁸⁶ Neumann/Külpmann in: Stelkens/Bonk/Sachs, Verwaltungsverfahrensgesetz, 2018, § 74 Rn. 258.

4.2.1.2.2.2 Planfeststellung nach UVPG

Während das EnWG einerseits einen **umfassenden Regelungsanspruch für gasförmige Energieträger** erhebt, wurde es in den letzten Jahrzehnten immer stärker auf Erdgas ausgelegt.¹⁸⁷ Damit stellt sich grundsätzlich die Frage des **abschließenden Charakters** der Regelungen im EnWG in Bezug auf Wasserstoffnetze. In Betracht käme insoweit ergänzend auch die Planfeststellung nach § 65 UVPG. Das Planfeststellungsverfahren fungiert dabei als **Trägerverfahren** für die UVP der dort genannten Vorhaben, die grundsätzlich im **unselbständigen Verwaltungsverfahren** erfolgt.¹⁸⁸ Eine solche zentrale einheitliche Regelung sollte Einzelregelungen in den fachlich berührten Einzelgesetzen verhindern.¹⁸⁹

Gemäß § 65 Abs. 1 UVPG bedürfen Vorhaben, die in der Anlage 1 unter den Nummern 19.3 bis 19.9 aufgeführt sind, sowie die Änderung solcher Vorhaben der Planfeststellung, sofern dafür nach den §§ 6 bis 14 eine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP besteht. Sofern keine Verpflichtung zur Durchführung einer UVP besteht, bedarf das Vorhaben der Plangenehmigung (§ 65 Abs. 2 S. 1 UVPG). Wasserstoffleitungen mit einem Innendurchmesser von bis zu 300 mm könnten unter die Tatbestände der Nr. 19.3 bis 19.9 Anlage 1 UVPG zu fassen sein und dementsprechend je nach Ergebnis der allgemeinen oder standortbezogenen Vorprüfung planfeststellungspflichtig nach § 65 Abs. 1 UVPG oder plangenehmigungspflichtig nach § 65 Abs. 2 S. 1 UVPG sein.¹⁹⁰ In der Wassergefährdungsklasse (WGK) NWG (nicht wassergefährdend) kann Wasserstoff hingegen nicht unter Nr. 19.3 Anhang 1 UVPG gefasst werden, der auf Rohrleitungsanlagen zum Befördern wassergefährdender Stoffe Anwendung findet. Nr. 19.4 Anhang 1 UVPG ist nur auf die Beförderung von verflüssigten Gasen anwendbar, dafür müsste bei einer Temperatur von -253 °C, bei der Wasserstoff flüssig ist, Tiefkühltechnologie in der Breite bei den Wasserstoffnetzen zur Anwendung kommen, die so noch nicht massentauglich ist. Insoweit kommt auch dieser Tatbestand nicht in Betracht. Nr. 19.5 Anlage 1 UVPG ist zwar subsidiär auf Rohrleitungsanlagen zum Befördern von nichtverflüssigten Gasen anwendbar, allerdings ist hier der **Anwendungsbereich als Auffangtatbestand gering**: Lediglich bei einer Länge von **mehr als 40 km** und einem Durchmesser von **genau 300 mm** der Wasserstoffleitung wäre eine **allgemeine Vorprüfung** durchzuführen (Nr. 19.5.2) und je nach Ergebnis ein Planfeststellungsverfahren nach § 65 UVPG möglicherweise verpflichtend. Der Anwendungsbereich dürfte ausgeschlossen sein unter einem Durchmesser von 300 mm und über 300 mm § 43I Abs. 2 S. 1 EnWG als *lex specialis* Anwendung finden. Gleiches dürfte für Nr. 19.6 Anlage 1 UVPG gelten, während die Nr. 19.7, 19.8 und 19.9 Anlage 1 UVPG schon tatbestandlich ausgeschlossen sein dürften. Insofern ist die Frage nach dem Verhältnis zwischen UVPG und EnWG im Bereich der Planfeststellung für Wasserstoffleitungen eher theoretischer Natur. Grundsätzlich dürfte das UVPG subsidiär zum EnWG Anwendung in dem dargestellten Bereich finden.

4.2.1.2.2.3 Planfeststellungsverfahren

Die Grundsätze des Planfeststellungsverfahrens sind in den §§ 72-78 des VwVfG niedergelegt. Aus § 72 Abs. VwVfG ergibt sich, dass die Vorschriften zum **Planfeststellungsverfahren** dann gelten, wenn dies ausdrücklich durch Rechtsvorschrift angeordnet ist. Dann gelten ergänzend die §§ 73-78 VwVfG zu den Vorschriften des Gesetzes, das das Planfeststellungsverfahren anordnet, mithin des EnWG (oder UVPG).

Nach § 43I Abs. 2 S. 1 i.V.m. § 43 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnWG bleiben die **nach Landesrecht zuständigen Behörden für die Planfeststellung für Gasversorgungsleitungen auch für die Planfeststellungsbeschlüsse für Wasserstoffnetze zuständig**. § 43I Abs. 2 S. 1 EnWG hat dabei im Prinzip durch die Regelung des § 43I Abs. 1 EnWG deklaratorische Funktion, erhöht aber die Rechtssicherheit und hat eine gewisse Beschleunigungsfunktion, da insoweit **keine neuen Zuständigkeiten auf Landesebene** geschaffen werden müssen.¹⁹¹

Die folgende Abbildung stellt das Verfahren dar.

¹⁸⁷ Benrath, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (196).

¹⁸⁸ Dippel in: Schink/Reidt/Mitschang, UVPG/UmwRG, 2018, § 65 Rn. 2.

¹⁸⁹ BT-Drs. 14/4599, S. 103.

¹⁹⁰ Elspas/Lindau/Ramsauer, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (264).

¹⁹¹ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 19.

	Verfahren nach VwVfG		Abweichungen nach EnWG	
Einreichung Planunterlagen max. zwei Monate	§ 73 Abs. 1	Plan besteht aus Zeichnungen und Erläuterungen, die das Vorhaben, seinen Anlass und die von dem Vorhaben betroffenen Grundstücke und Anlagen erkennen lassen	§ 43a Nr. 1	Frist innerhalb derer die Unterlagen nach Zugang ausgelegt werden müssen verkürzt sich von drei auf zwei Wochen
Stellungnahme und Auslegung Planunterlagen max. drei Monate	§ 73 Abs. 1	<ul style="list-style-type: none"> Plan wird in den Gemeinden, in denen sich das Vorhaben auswirken kann, ausgelegt. Möglichkeit für Behörden Stellungnahmen abzugeben Möglichkeit für Betroffene Einwendungen vorzubringen 	§ 43a Nr. 2	Einwendungen sind dem Vorhabenträger zur Verfügung zu stellen, um eine Erwiderung zu ermöglichen
Ablauf Einwendungsfrist max. drei Monate	§ 73 Abs. 1	<ul style="list-style-type: none"> Die betroffenen Gemeinden legen den Plan innerhalb von drei Wochen nach Zugang für einen Monat aus Bis zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist können Einwendungen erhoben werden Mit Ablauf der Einwendungsfrist sind alle Einwendungen ausgeschlossen, die nicht auf besonderen privatrechtlichen Titeln beruhen 	keine	
Erörterungstermin ein Monat	§ 73 Abs. 6 S. 1	<ul style="list-style-type: none"> Einwendungen Stellungnahmen der Behörden Stellungnahmen von Vereinigungen mit Klagebefugnis 	§ 43a Nr. 3	<ul style="list-style-type: none"> Erörterungstermin findet insbesondere nicht statt, wenn ausschließlich Einwendungen erhoben wurden, die auf privatrechtlichen Titeln beruhen Einwender können auf Termin verzichten
Stellungnahme	§ 73 Abs. 9	Anhörungsbehörde gibt Stellungnahme ab und leitet diese an die Planfeststellungsbehörde weiter	§ 43a Nr. 3	Frist für die Stellungnahme beträgt 6 Wochen, wenn kein Erörterungstermin stattgefunden hat

Abbildung 4: Planfeststellungsverfahren

Quelle: eigene Darstellung

§ 73 VwVfG regelt das Anhörungsverfahren, das nach der Vorschrift etwa 8 Monate dauert. Gemäß § 73 Abs. 4 S. 1 VwVfG kann insbesondere jeder, dessen Belange durch das Vorhaben berührt werden, zwei Wochen nach Ablauf der Auslegungsfrist der Planunterlagen (ein Monat, § 73 Abs. 3 S. 1 VwVfG) **Einwendungen** gegen den Plan erheben. Von besonderer Bedeutung ist dabei die **Präklusionswirkung** des § 73 Abs. 4 S. 3 VwVfG, gemäß dem mit Ablauf dieser Einwendungsfrist alle Einwendungen ausgeschlossen sind, die nicht auf besonderen privatrechtlichen Titeln beruhen. In der energierechtlichen Planfeststellung gelten dabei nach § 43a EnWG einige Besonderheiten; so verkürzt § 43a Nr. 1 EnWG die Frist, innerhalb derer die Planunterlagen nach Zugang auszulegen sind, auf zwei Wochen. Gemäß § 43 a Nr. 2 EnWG sind die vorbrachten Einwendungen und Stellungnahmen dem Vorhabenträger zur Verfügung zu stellen, um eine Erwiderung zu ermöglichen und nach § 43a Nr. 3 EnWG besteht unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, den Erörterungstermin nicht stattfinden zu lassen, wodurch sich das Verfahren erheblich verkürzen kann.

Nach § 74 Abs. 1 S. 1 und Abs. 2 S. 1 VwVfG wird der Plan nach dem Anhörungsverfahren durch die Planfeststellungsbehörde durch den Planfeststellungsbeschluss festgestellt, in dem sie dann über die Einwendungen, über die in der Erörterung keine Einigung erzielt worden ist, entscheidet. Zu den eingereichten Planunterlagen, die festgestellt werden gehören insbesondere Übersichtspläne zum Trassenverlauf, grundstücksbezogene Baupläne, Sonderbaupläne, Angaben zur Bauausführung und Unterlagen für eine nach § 5 Gashochdruckleitungsverordnung¹⁹² (GasHdrltGV) erforderliche Anzeige.¹⁹³

4.2.1.2.4 Planrechtfertigung

Die Planrechtfertigung eines Vorhabens im Anwendungsbereich des § 43I Abs. 2 oder 3 EnWG erfordert die **Konformität mit dem Zweck nach § 1 EnWG**, wonach das EnWG einer möglichst *sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff dient*, die

¹⁹² Gashochdruckleitungsverordnung vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), die zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

¹⁹³ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (390).

zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Das setzt einen **energiewirtschaftlichen Bedarf** voraus.¹⁹⁴ Diese Bedarfsfeststellung beruht in der Regel auf der inzwischen stark **systematisierten Bedarfsplanung**, der über diesen Hebel eine erhebliche Bedeutung mit Steuerungsfunktion zukommt.¹⁹⁵

Betreiber, die sich der **Regulierung** nach § 28j Abs. 3 S. 1 EnWG unterworfen haben, haben in diesem Rahmen bereits die **positive Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit** durch die Bundesnetzagentur nach §28p EnWG vorliegen (zum Themenkomplex der Regulierung reiner Wasserstoffnetze siehe unten 4.4.2). Diese wird in diesem Zuge gemäß § 28p Abs. 3 S. 1 EnWG für **Wasserstoffnetzinfrastruktur vermutet**, für die ein **positiver Förderbescheid** nach den Förderkriterien der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ergangen ist. Das wird insbesondere bei den IPCEI-Projekten (4.6.3.1) der Fall sein. Die Vermutung besteht auch bezüglich einer möglichen Wasserstoffnetzinfrastruktur, die im Zusammenhang mit der Festlegung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen im Sinne des § 3 Nr. WindSeeG entstehen soll. Die Planfeststellungsbehörde kann sich die Feststellung der Bundesnetzagentur zu eigen machen und hat dabei eine Einschätzungsprärogative. Die gerichtliche Kontrolle beschränkt sich insofern darauf, ob die Bedarfsgerechtigkeit **methodisch fachgerecht** erarbeitet, der zugrunde gelegte **Sachverhalt zutreffend ermittelt** und das Ergebnis **einleuchtend begründet** wurde.¹⁹⁶ Vor dem Hintergrund der aktuellen Energiekrise wird die Darlegung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit einer Wasserstoffinfrastruktur für den Vorhabenträger und die Planfeststellungsbehörde keine allzu große Herausforderung sein.

4.2.1.2.2.5 Abwägung

Nach § 43 Abs. 3 EnWG sind bei der Planfeststellung die berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen. So verlangt das Abwägungsgebot [...], *dass - erstens - eine Abwägung überhaupt stattfindet, dass - zweitens - in die Abwägung an Belangen eingestellt wird, was nach Lage der Dinge in sie eingestellt werden muss, und dass - drittens - weder die Bedeutung der öffentlichen und privaten Belange verkannt noch der Ausgleich zwischen ihnen in einer Weise vorgenommen wird, die zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht. Innerhalb des so gezogenen Rahmens wird das Abwägungsgebot nicht verletzt, wenn sich die Planfeststellungsbehörde in der Kollision zwischen verschiedenen Belangen für die Bevorzugung des einen und damit notwendig für die Zurückstellung eines anderen entscheidet.*¹⁹⁷

*Ziel des Abwägungsvorganges ist die Feststellung derjenigen [...] Errichtungsvariante, die den Belangen des Vorhabenträgers Rechnung trägt, dem Zweck und den Zielen des § 1 [EnWG] entspricht und geringstmöglich in die schutzwürdigen Belange Dritter eingreift.*¹⁹⁸ Es sind demnach alle öffentlichen und privaten Belange des Einzelfalls gegeneinander abzuwägen, richtig einzuschätzen und entsprechend zu gewichten.¹⁹⁹ Öffentliche Belange sind insbesondere etwa die Ergebnisse des Raumordnungsverfahrens, gemeindliche Belange, Umweltbelange, Vorgaben aus dem Bebauungsplan, Gewährleistung der technischen Sicherheit, sowie auch der Denkmalschutz. Als private Belange sind private Rechte und auch subjektive Interessen zu verstehen.²⁰⁰ Beispiele dafür sind insbesondere etwa das Eigentum und andere dingliche Berechtigungen sowie Interessen von Mietern und Pächtern.

Hier kann ein **Aspekt des Osterpakets ins Spiel kommen**: So legt § 2 S. 1 EEG 2021 nunmehr fest, dass die Errichtung und der Betrieb von Anlagen [zur Erzeugung erneuerbarer Energien] sowie den dazugehörigen Nebenanlagen im **überragenden öffentlichen Interesse** liegen und der **öffentlichen Sicherheit** dienen. Diese Einordnung muss dann im Fall einer Abwägung dazu führen, dass das besonders hohe Gewicht der erneuerbaren Energien berücksichtigt wird und sie als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Dementsprechend sollen sie unter anderem gegenüber seismologischen Stationen, Radaranlagen, Wasserschutzgebieten, dem Landschaftsbild, Denkmalschutz oder im Forst-, Immissionsschutz-, Naturschutz-, Bau- oder Straßenrecht nur in Ausnahmefällen unterliegen.²⁰¹ Das ist nicht direkt auf die Planung von Wasserstoffleitungen anwendbar, legt

¹⁹⁴ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 27; Missling in: Theobald/Kühling, EnWG, 2022, § 43 Rn. 23 (m. w. N.).

¹⁹⁵ Senders/Wegner, Die Bedarfsplanung von Energienetzinfrastrukturen. Überblick und aktuelle Entwicklungen, EnWZ 2021, 243 (243).

¹⁹⁶ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 28.

¹⁹⁷ BVerwG, Urt. v. 16.3.2021 – 4 A 10/19, NVwZ 2021, 1615, Rn. 55.

¹⁹⁸ Kment in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 43 Rn. 47.

¹⁹⁹ Missling in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, 2022, § 43 Rn. 38.

²⁰⁰ Missling in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, 2022, § 43 Rn. 43b.

²⁰¹ BT-Drs. 20/1630, S. 159.

aber eine legislative Grundentscheidung zugunsten der erneuerbaren Energien offen. Es ist zu überlegen, ob diese Annahme nicht auch auf Wasserstoff als Energieträger ausgeweitet werden sollte.

Bei Vorliegen einer Planung und festgestellten entgegenstehenden Interessen fordert das Abwägungsgebot insbesondere auch die Prüfung von Planungsalternativen.²⁰² Im Sinne der Abschnittsbildung müssten dann einzelne Abschnitte unter Umständen anders geplant werden. Für den Neubau von Stromtrassen gibt es dafür einen Richtwert bis zu welchen Kosten solch eine Alternative angedacht werden muss – bis zu 2,75-mal so teuer darf ein Vorhaben sein, um als Alternative noch möglich zu sein und die Abschnittsalternative erwägen zu müssen.

²⁰² *Missling* in: Theobald/Kühling, Energierecht, EnWG, § 43 Rn. 44.

4.2.1.2.2.6 Rechtswirkungen der Planfeststellung

Die Rechtswirkungen der Planfeststellung für Wasserstoffleitungen ergeben sich aus § 43c EnWG i.V.m. § 75 VwVfG. Danach wird durch die Planfeststellung die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen im Hinblick auf alle von ihm berührten öffentlichen Belange festgestellt, daneben sind keine anderen behördlichen Entscheidungen erforderlich (**Konzentrationswirkung**), vgl. § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Die folgende Grafik stellt die Konzentrationswirkung und die einkonzentrierten Entscheidungen auf den jeweiligen Ebenen dar.

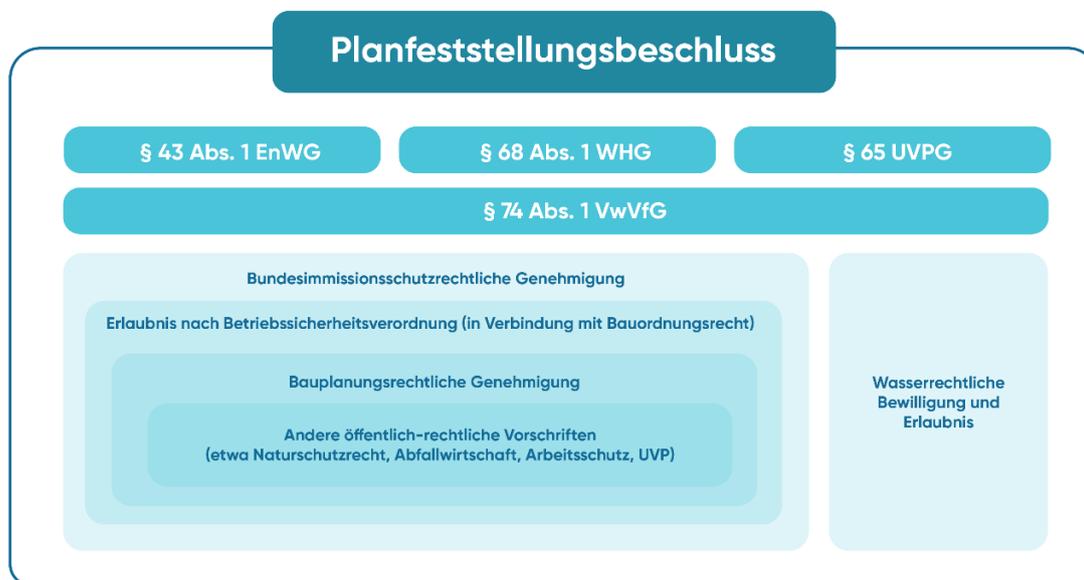


Abbildung 5: Formelle Konzentrationswirkung behördlicher Zulassungsentscheidungen

Quelle: eigene Darstellung

Durch die Planfeststellung werden alle öffentlich-rechtlichen Beziehungen zwischen dem Träger des Vorhabens und den durch den Plan Betroffenen rechtsgestaltend geregelt, § 75 Abs. 1 S. 2 VwVfG. Gemäß § 75 Abs. 2 S. 1 VwVfG sind Ansprüche auf Unterlassung des Vorhabens, auf Beseitigung oder Änderung der Anlagen oder auf Unterlassung ihrer Benutzung ausgeschlossen (**Präklusionswirkung**), wenn der Planfeststellungsbeschluss unanfechtbar geworden ist (nach Ablauf der Rechtsmittelfrist).

Planfeststellungsverfahren und -beschlüsse zeichnen sich damit insbesondere durch drei wesentliche Komponenten im genehmigungsrechtlichen Regime aus:

- Konzentrationswirkung
- Einwendungspräklusion
- Enteignungsrechtliche Vorwirkung

Insbesondere die **enteignungsrechtliche Vorwirkung** eines Planfeststellungsbeschlusses kann einen entscheidenden Vorteil gegenüber den Einzelgenehmigungen darstellen, wenn der Vorhabenträger nicht über die erforderlichen Leitungs- und Wegerechte verfügt.²⁰³ (siehe zu Wegenutzungsrechten 4.2.1.2.3). Sie ergibt sich im Wesentlichen aus § 45 EnWG, nach dem die Entziehung oder die Beschränkung von Grundeigentum oder von Rechten am Grundeigentum im Wege der Enteignung zulässig ist, soweit sie zur Durchführung eines Vorhabens nach § 43 oder § 43b Nr. 1 EnWG, für das der Plan festgestellt oder genehmigt ist, erforderlich ist.

Ein weiteres Beschleunigungsinstrument der Planfeststellung ist die **vorzeitige Besitzeinweisung, § 44 b EnWG**. Danach kann der Vorhabenträger bei Weigerung des Eigentümers oder Besitzers des für das Vorhaben benötigten Grundstücks, dieses zu

²⁰³ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, § 43I Rn. 20.

überlassen, vorzeitig hoheitlich in den Besitz eingewiesen werden, um mit den Arbeiten beginnen zu können. Voraussetzung ist, dass der sofortige Beginn von Bauarbeiten geboten ist. Ergebnisse aus dem im Rahmen dieser Studie durchgeführten Workshop mit Teilnehmer:innen aus der Praxis zeigen, dass es sich hierbei um ein wesentliches Instrument zur Beschleunigung im Planungsregime handelt. Zudem besteht unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit der **Zulassung des vorzeitigen Baubeginns nach § 44c EnWG**.

Beschleunigungscharakter kann auch § 43e Abs. 1 S. 1 EnWG haben, wonach die **Anfechtungsklage** gegen den Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung als Ausnahme zur Regel – gemäß § 80 Abs. 1 S. 1 Verwaltungsgerichtsordnung²⁰⁴ (VwGO) haben Widerspruch und Anfechtungsklage grundsätzlich aufschiebende Wirkung – **keine aufschiebende Wirkung** hat. Dementsprechend kann ein Vorhaben unbeschadet möglicher eingereicherter Klagen begonnen werden und es müssen nicht erst lange Gerichtsverfahren abgewartet werden, denn grundsätzlich endet die aufschiebende Wirkung eines Widerspruchs oder Anfechtungsklage erst mit der Unanfechtbarkeit oder wenn die Anfechtungsklage im ersten Rechtszug abgewiesen worden ist, drei Monate nach Ablauf der gesetzlichen Begründungsfrist des gegen die abweisende Entscheidung gegebenen Rechtsmittels (§ 80b Abs. 1 S. 1 VwGO). Mit der Durchführung des Plans muss dann **innerhalb von 10 Jahren** nach Eintritt der Unanfechtbarkeit begonnen werden, sonst tritt der Plan außer Kraft (Verlängerungsmöglichkeit um maximal fünf Jahre auf Antrag), § 43c Nr. 1 EnWG. Als Beginn der Durchführung gilt dabei jede erstmals nach außen erkennbare Tätigkeit von mehr als nur geringfügiger Bedeutung zur plangemäßen Verwirklichung des Vorhabens; eine spätere Unterbrechung der Verwirklichung des Vorhabens berührt den Beginn der Durchführung nicht, § 75 Abs. 4 S. 2 VwVfG

4.2.1.2.2.7 Bauplanungsrecht

Es besteht Interesse an einem möglichst unbürokratischen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die den Rahmenbedingungen folgen soll, die im Gasbereich gelten.²⁰⁵ Daher umfasst der in **§ 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB** verwendete **Begriff des Gases auch Wasserstoffnetze** im Sinne dieses Gesetzes (§ 43I Abs. 7 EnWG).

Damit sind Wasserstoffvorhaben dann im Außenbereich **bauplanungsrechtlich privilegiert zulässig**, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen, die ausreichende Erschließung gesichert ist und es der **öffentlichen Versorgung mit Gas** oder einem **ortsgebundenen gewerblichen Betrieb** dient, § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB. Vorgaben des Bauplanungsrechts sind entsprechend den oben genannten Grundsätzen zwar in die Entscheidung der Planfeststellung auf formeller Ebene einkonzentriert, aber in materieller Hinsicht dennoch zu prüfen.

Es besteht darüber hinaus– insbesondere für Elektrolysevorhaben (siehe hierzu bereits 4.1.2.1.2.1) und Terminals von Relevanz – die Möglichkeit des **vorhabenbezogenen Bebauungsplans** gemäß § 12 BauGB, durch den dann bereits die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens bestimmt wird. Voraussetzung ist, dass der Vorhabenträger mit der Gemeinde einen Plan zur Durchführung des Vorhabens und der Erschließungsmaßnahmen (Vorhaben- und Erschließungsplan) abstimmt und sich zur Durchführung innerhalb einer bestimmten Frist und zur Tragung der Planungs- und Erschließungskosten mittels eines Durchführungsvertrages verpflichtet, § 12 Abs. 1 S. 1 BauGB. Der Vorhabenträger kann ein solches Bebauungsplanverfahren **beantragen**, § 12 Abs. 2 S. 1 BauGB. Die Behörde hat in der Entscheidung über diesen Antrag **Ermessen**. Daher hat der Vorhabenträger keinen Anspruch auf ein solches Verfahren, lediglich auf **ermessensfehlerfreie** Entscheidung. Er kann hierauf Verpflichtungsklage erheben.

4.2.1.2.3 Wegenutzungsrechte

Sowohl für den Leitungsneubau als auch für die Umnutzung von bestehenden Leitungen ist die Frage der erforderlichen Wegenutzungsrechte zentral. Hierfür enthält das EnWG besondere energierechtliche Vorschriften, sowie auch spezielle Privilegierungsvorschriften für Wasserstoffnetze, die die Etablierung der Infrastruktur erleichtern sollen.

Neben der öffentlich-rechtlichen Genehmigung zumeist im Wege der Planfeststellung (siehe 4.2.1.2.2) bedürfen Errichtung und Betrieb von Gasversorgungsleitungen auch **zivilrechtlicher Gestattung**. Insoweit besteht **kein unmittelbarer gesetzlicher Anspruch auf die Nutzung von Grund und Boden** auch für die Errichtung von Energieversorgungsinfrastruktur.²⁰⁶ Solche

²⁰⁴ Verwaltungsgerichtsordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1325) geändert worden ist.

²⁰⁵ BT-Drs. 19/27453, S. 132.

²⁰⁶ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (154).

zivilrechtlichen Verträge erfolgen in der Regel im Wege einer **beschränkten persönlichen Dienstbarkeit** (Wegenutzungsrechte oder Leitungsrechte), es bedarf aber unter Umständen auch **Kreuzungsverträge mit dritten Infrastrukturen** (Schiene, Gewässer oder Straßen) oder **Verträge mit öffentlich-rechtlichen Rechtsträgern** - in der Regel im Wege einer schuldrechtlichen Gestattung und keiner dinglichen Eintragung.²⁰⁷

Für Leitungen im Anwendungsbereich des EnWG auf **öffentlichen Verkehrswegen im Gemeindegebiet** gilt § 46 Abs. 1 EnWG, wonach Gemeinden solche Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet **diskriminierungsfrei durch Vertrag zur Verfügung** zu stellen haben. Öffentlich Verkehrswege sind Straßen, Wege und Plätze, Fahrradwege, Gehwege oder Parkplätze.²⁰⁸

Wegenutzungsverträge i.S.d. § 46 Abs. 1 EnWG unterscheiden sich dabei von **Konzessionsverträgen** (sog. *Qualifizierte Wegenutzungsverträge*) für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die zu einem **Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung im Gemeindegebiet** nach § 46 Abs. 2 EnWG gehören.²⁰⁹ Für solche Verträge enthalten die § 46 Abs. 2-6 EnWG besondere Vorgaben, etwa, dass solche Verträge höchstens für eine Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen werden dürfen. Das ist dem Umstand geschuldet, dass die Gemeinden in diesem Fall nicht nur die Verlegung und den Betrieb von Leitungen gestatten, sondern auch das Energieversorgungsunternehmen auswählen, dass die Verantwortung für den Betrieb des Energieversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung übernimmt.²¹⁰ Aufgrund der begrenzten Aufnahmefähigkeit der Wegegrundstücke und der hohen Kosten des Leitungsbaus ist ein flächendeckender Infrastrukturwettbewerb begrenzt und der Konzessionsvertragspartner der Gemeinde erhält ein faktisches Transportmonopol im Gemeindegebiet.²¹¹ Die Gemeinden können in dem Fall gemäß § 48 Abs. 1 S. 1 EnWG **Konzessionsabgaben** verlangen - *durch Energieversorgungsunternehmen zu entrichtende Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Energie dienen*. Hiervon sind allerdings schon dem Wortlaut nach **Fernleitungen und überregionaler Transport nicht umfasst**.²¹² Die Höhe regelt die **Konzessionsabgabenverordnung**²¹³ (KAV).

Gemäß der **Auslegungsregel** in § 113a Abs.1 S.1 EnWG sind vor diesem Hintergrund bestehende Gestattungsverträge, beschränkt persönliche Dienstbarkeiten und sonstige Vereinbarungen, die für Grundstücke die Errichtung und den Betrieb von Gasversorgungsleitungen gestatten, **im Zweifel so auszulegen, dass von ihnen auch die Errichtung und der Betrieb der Leitungen zum Transport von Wasserstoff umfasst** ist. Damit ist der Anwendungsbereich des § 113a Abs. 1 EnWG weiter gefasst, als die amtliche Überschrift vermuten lässt und bezieht sich nicht nur auf Wegenutzungsrechte, sondern alle genannten Nutzungsrechte.²¹⁴ § 113a Abs. 1 S. 1 EnWG enthält diese Auslegungsregel, die neben die allgemeinen Auslegungsgrundsätze nach §§ 133, 157 BGB und § 1091 BGB sowie eine etwaige Vertragsanpassungsmöglichkeit nach § 313 BGB tritt, um Neuverhandlungen über bestehende Verträge zu verhindern und die Leitungsumnutzung zu beschleunigen.²¹⁵ § 113a EnWG soll in diesem Kontext ein weiteres Instrument sein, um die Umrüstung bestehender Gasversorgungsleitungen in Wasserstoff rechtlich zu begleiten und zu erleichtern.²¹⁶ Voraussetzung für die Anwendbarkeit der Regelung ist jedoch ein **Auslegungsspielraum**.²¹⁷ Demnach müssen die bestehenden Verträge eine Auslegung überhaupt ermöglichen. Das ist nach allgemeinen

²⁰⁷ BT-Drs. 19/27453, S. 137.

²⁰⁸ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (154).

²⁰⁹ *Albrecht/Pöhl* in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2021, § 10 Rn. 65.

²¹⁰ *Albrecht/Pöhl* in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2021, § 10 Rn. 66.

²¹¹ *Albrecht/Pöhl* in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2021, § 10 Rn. 66 m.w.N.

²¹² *Riege*, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (395).

²¹³ Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

²¹⁴ BR-Drs. 165/21, S. 160; *Börker/Höfs/Luttmann*, Auswirkungen der EnWG-Novelle 2021 auf wegerechtliche Gestattungen für Wasserstoffnetze, IR 2021, 197 (198); *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (156); *Stelter/Schieferdecker/Lange*: Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (104).

²¹⁵ BT-Drs. 19/27453, S. 183; *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (157) m.w.N.

²¹⁶ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

²¹⁷ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (157).

Grundsätzen fraglich, wenn sich der Wortlaut in der entsprechenden Gestattung klar auf Erdgas bezieht.²¹⁸ Hier setzt dann jedoch die klarstellende Regelung des § 113a Abs.1 S.2 EnWG an, die die Auslegungsoption auch für die Begriffe „Gasleitung“, „Ferngasleitung“ oder „Erdgasleitung“ anordnet, wobei es sich um eine beispielhafte Aufzählung handelt.²¹⁹

Nach § 113a Abs. 2 EnWG gelten auch Wegenutzungsverträge im Sinne des § 46 EnWG für Gasleitungen einschließlich Fernwirkleitungen zur Netzsteuerung und Zubehör für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff bis zum Ende ihrer vereinbarten Laufzeit fort. Im Gegensatz zu § 113a Abs. 1 S. 1 EnWG handelt es sich bei dieser Regelung schon dem Wortlaut nach um keine Auslegungsregel. Vielmehr ordnet § 113 Abs. 2 EnWG die **direkte Fortgeltung** der tatbestandlichen Konzessionsverträge ipso iure an.²²⁰ Dabei ist der zeitliche Anwendungsbereich insoweit fraglich, ob davon auch Verträge erfasst sind, die nach Inkrafttreten des § 113a EnWG geschlossen wurden und werden.²²¹ Das wäre jedenfalls im Sinne der Novelle mit dem Ziel, den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur voranzutreiben.²²² Gleichwohl ist dieser Punkt umstritten und lässt wohl beide Auffassungen zu.²²³ Die Gesetzesbegründung spricht insoweit von **bestehenden Konzessionsverträgen**.²²⁴ Hier ist aber auch der Wortlaut der Konzessionsverträge irreführend, da hiermit in der Regel die oben erwähnten qualifizierten Wegenutzungsverträge nach § 46 Abs. 2 EnWG gemeint sind, der Wortlaut des § 113a Abs. 2 EnWG diese Einschränkung aber eindeutig nicht vornimmt.²²⁵ Insoweit ist nicht abschließend klar, inwieweit der Bezug auf diese Gesetzesbegründung als zwingendes Argument herangezogen werden kann. Unstreitig werden aber alle Wegenutzungsverträge nach § 46 EnWG erfasst, die am 27.07.2021 bestanden, ohne dass die Leitungen tatsächlich verlegt sein müssen.²²⁶

Die **Betreiber müssen somit nicht alle Verträge neu verhandeln**.²²⁷ Bestehen keine Wegenutzungsverträge nach § 46 EnWG mehr, so haben die Gemeinden dem Betreiber des Wasserstoffnetzes nach § 113a Abs. 3 EnWG ihre öffentlichen Verkehrswege auf Basis von Wegenutzungsverträgen nach § 46 EnWG zur Verfügung zu stellen, deren Bedingungen nicht schlechter sein dürfen als bestehender Verträge nach § 113a Abs. 2 S. 1 EnWG.²²⁸ Damit sind die insgesamt bestehenden Wegenutzungsverträge für Gasleitungen der Gemeinde gemeint, womit insbesondere überhöhte Konzessionsabgaben für Wasserstoffleitungen verhindert werden sollen.²²⁹ Hieraus lässt sich ein **Anspruch der Wasserstoffnetzbetreiber gegen die Gemeinden**²³⁰ auf Abschluss eines Wegenutzungsvertrags und damit ein Kontrahierungszwang der Gemeinde²³¹ ableiten.

Der Anwendungsbereich des § 113a Abs. 1 EnWG ist schon dem Wortlaut nach auch für den Neubau von Leitungen zum Transport von Wasserstoff eröffnet. Bestehen hingegen keine entsprechenden Wegenutzungsrechte, so finden die §§ 46 ff. EnWG Anwendung, wengleich die Anwendbarkeit nicht unumstritten ist.²³² Die Anwendbarkeit ergibt sich grundsätzlich aus § 28j Abs. 1 S. 1 Hs. 1 EnWG, wonach auf die Errichtung, Betrieb und Änderung von Wasserstoffnetzen der Teil 5 des EnWG zur Planfeststellung und Wegenutzung anzuwenden ist. Darunter fallen auch die §§ 46 ff. EnWG, sodass es des Verweises des

²¹⁸ Dann Auslegungsspielraum verneinend *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (157); *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (198) beide auch mit dem Hinweis auf die verfassungsrechtlichen Grenzen der damit verbundenen Rückwirkung; zweifelnd *Riege*, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (394).

²¹⁹ BR-Drs. 165/21, S. 160.

²²⁰ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (158).

²²¹ *Kraus/Kreß*, Der Weg vom Gasnetz zum Wasserstoffnetz: Die neuen Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz zur Wegenutzung bei Wasserstoffleitungen, Versorgungswirtschaft 2021, 302 (303).

²²² *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (159).

²²³ Wohl nur für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens bestehende Verträge *Stelzer/Schieferdecker/Lange*: Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (104) und im Ergebnis auch *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (159); a.A. *Kraus/Kreß*, Der Weg vom Gasnetz zum Wasserstoffnetz: Die neuen Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz zur Wegenutzung bei Wasserstoffleitungen, Versorgungswirtschaft 2021, 302 (303).

²²⁴ BT-Drs. 19/27453, S. 138.

²²⁵ Hierzu ausführlich *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (159).

²²⁶ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (159).

²²⁷ BT-Drs. 19/27453, S. 138.

²²⁸ *Elspas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (266).

²²⁹ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (163) m.w.N.

²³⁰ *Stelzer/Schieferdecker/Lange*: Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (104).

²³¹ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (162).

²³² Vgl. hierzu *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (164).

§ 43I Abs. 1 EnWG schon nicht bedarf. Problematisch ist, dass der Verweis des § 28j Abs. 1 S. 1 Hs. 1 EnWG sich ausschließlich auf Wasserstoffnetze, nicht jedoch reine Wasserstoffleitungen bezieht.²³³ Der Unterschied liegt darin, dass Wasserstoffnetze grundsätzlich der allgemeinen Versorgung offenstehen müssen, während Wasserstoffleitungen auch einem einzelnen bestimmten Letztverbraucher im Gemeindegebiet dienen können und damit nicht Bestandteil eines Wasserstoffnetzes sind (siehe zur Definition 4.2.1). Der Anspruch aus § 46 Abs. 1 S. 1 EnWG ist leitungsbezogen²³⁴ und sein Anwendungsbereich wäre gemäß der Verweiskette nicht für Wasserstoffleitungen eröffnet, die nicht Teil eines Wasserstoffnetzes sind. Dabei kann es sich vor dem Hintergrund des Wortlauts des § 113a Abs. 3 EnWG, der von Gestattungen für Wasserstoffleitungen spricht, um ein **redaktionelles Versehen** des Gesetzgebers handeln.²³⁵

4.2.1.2.4 Bedarfsplanung

Mit der zunehmenden Komplexität von Energieinfrastrukturen vor dem Hintergrund der Gewährleistungsverantwortung des Staates und der mit dem Ausbau einhergehenden Raumkonflikte ist – auch zur Kostenvermeidung und Planungssicherheit für Vorhabenträger - hoheitlich überwachte und beeinflusste Bedarfsplanung für verschiedene Energienetzinfrastrukturen - für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetze im Jahr 2011 zudem das besondere Regime der Bundesbedarfsplanung – eingeführt worden.²³⁶ Diese wird grundsätzlich von der Bundesnetzagentur hoheitlich verantwortet, allerdings besteht ein Antragsersfordernis, das private Planungsaspekte der Übertragungsnetzbetreiber einfließen lässt.²³⁷ Auch für den zielführenden Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur bedarf es der strategischen Koordinierung und Planung.²³⁸ Damit die Systemintegration optimal gelingt, ist folglich eine **strategische Infrastrukturplanung im Energiebereich erforderlich**.²³⁹

Bislang sieht § 28q Abs. 1 S. 1 EnWG für Betreiber von Wasserstoffnetzen, die sich gemäß § 28j Abs. 2 S. 1 EnWG der Regulierung nach dem EnWG für Wasserstoffnetze unterworfen haben, lediglich eine **Berichtspflicht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes** gegenüber der Bundesnetzagentur vor, die einer Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 zugrunde gelegt werden soll. Um eine sachgerechte Erstellung des Berichts zu gewährleisten, sind nach § 28q Abs. 1 S. 2 EnWG verpflichtet mit den nach § 28q Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichteten Betreibern zusammenzuarbeiten.

Gemäß § 113b S.1 EnWG können **Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP Gas** nach § 15a EnWG **Gasversorgungsleistungen kenntlich machen**, die perspektivisch auf eine Wasserstoffnutzung umgestellt werden könnten. Das verbleibende Fernleitungsnetz muss die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen (§ 113b S.2 EnWG).

In diesem Kontext fordern Fernleitungsnetzbetreiber einen **integrierten Netzentwicklungsplanes** statt der Bedarfsgerechtigkeitsprüfung nach § 28p EnWG, wonach Wasserstoffnetze in der Planung nicht isoliert betrachtet werden sollen, sondern im Zusammenspiel mit der Methanetzplanung und Schnittstellen zur Stromnetzplanung, da nur so eine effiziente und nachhaltige Gestaltung der Energieinfrastruktur möglich sei:²⁴⁰ *Zur Erreichung einer zügigen und effizienten Wasserstoffnetzplanung ist die integrierte Gasnetzplanung (Wasserstoff und Methan) mit verbindlichen Umstellungs- und Ausbaumaßnahmen für eine überregionale, in ein europäisches Verbundnetz eingebettete Wasserstofftransportinfrastruktur notwendig.*²⁴¹

Auf **europäischer Ebene** wird durch die **TEN-E-VO**²⁴² grundsätzlich die Förderung von Energieinfrastruktur mit transeuropäischer Bedeutung mit dem Ziel der Erreichung energiepolitischer Ziele verfolgt. Die Überarbeitung der nun in Kraft getretenen novellierten TEN-E-VO erfolgte gerade vor dem Hintergrund der gesteigerten klimapolitischen Vorgaben und erhöhten Klimaziele der EU.²⁴³

²³³ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (164).

²³⁴ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (164).

²³⁵ So Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (164).

²³⁶ Senders/Wegner, Die Bedarfsplanung von Energienetzinfrastrukturen. Überblick und aktuelle Entwicklungen, EnWZ 2021, 243 (243).

²³⁷ Franzius, Planungsrecht und Regulierungsrecht, ZUR 2018, 11 (12).

²³⁸ Vgl. Benrath, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (200).

²³⁹ BT-Drs. 19/27453, S. 2.

²⁴⁰ FNB Gas, Wasserstoffbericht, 2022, S. 25.

²⁴¹ FNB Gas, Wasserstoffbericht, 2022, S. 4.

²⁴² Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013.

²⁴³ Verordnung (EU) 2022/869, Erwägungsgrund (6).

Die Verordnung zielt unter anderem auf eine **integrierte Entwicklung und Planung von Strom-Gas- und Wasserstoffnetzen ab**²⁴⁴ und legt **Leitlinien für die rechtzeitige Entwicklung und Interoperabilität** der im Anhang der Verordnung aufgeführten vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete fest, Artikel 1 TEN-E-VO. Damit werden die Kategorien für förderungsfähige Infrastrukturen aktualisiert, zu denen unter anderem nunmehr auch Infrastrukturen für Wasserstoff zählen.

Die Integration des Wasserstoffsektors in die Bedarfsplanung erfolgt nach der TEN-E-VO dabei in erster Linie durch die **Konsultationspflichten mit Interessenträgern aus dem Bereich Wasserstoff**. So gilt hinsichtlich der **Szenarien für die Zehnjahresnetzentwicklungspläne**, dass vor deren Veröffentlichung eine umfassende Konsultation unter anderem mit Organisationen, die Verbände vertreten, die an den Märkten für Strom, Gas und **Wasserstoff** beteiligt sind, stattfinden muss, Art. 12 Abs. 1. Perspektivisch sollen **neue und umgewidmete Infrastrukturen für die Wasserstofffernleitung** und -speicherung in den **unionsweiten Zehnjahresentwicklungsplan mit aufgenommen** werden, um ihre Kosten und den mit ihr verbundenen Nutzen für das Energiesystem und für das Ziel der Dekarbonisierung umfassend bewerten zu können und letztlich ein **Wasserstoffrückgrat in der Union aufzubauen**.²⁴⁵

Die **Vereinigung der Transportnetzbetreiber** im Bereich Strom (ENTSO-E) und Gas (ENTSO-G), die nach der TEN-E-VO wesentlich an der EU-weiten Energiebedarfsplanung beteiligt sind, könnten in Zukunft durch die **ENNOH für Wasserstoff ergänzt** werden. Die Einrichtung eines **europäischen Netzwerks für Betreiber von Wasserstoffnetzen** ist im Entwurf der Kommission zum sogenannten „Gaspaket“ (siehe auch unter 4.4.3) angelegt, deren Aufgaben nach dem Entwurf unter anderem die Veröffentlichung eines nicht bindenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplans alle zwei Jahre umfassen würde. Dabei stellt sich die Frage, ob die Gründung eines gesonderten Netzwerks für Wasserstoffnetzbetreiber mit Blick auf eine integrierte Netzentwicklung förderlich ist oder ob die Betreiber sachgerecht in der ENTSO-G angesiedelt werden könnten.

4.2.2 Wasserstoffspeicher

Im Rahmen der Transportinfrastruktur spielt auch die Wasserstoffspeicherung eine zentrale Rolle. Dabei sind verschiedene Speicherkonzepte denkbar. Insbesondere ist zwischen oberirdischen und unterirdischen Speichieranlagen zu differenzieren, deren rechtliche Behandlung sich erheblich unterscheidet. Das jeweilige Zulassungsregime wird im Folgenden dargestellt.

4.2.2.1 Oberirdische Speicher

In Betracht könnten für die Zulassung von Speichern energierechtliche Planfeststellungsverfahren, die immissionsschutzrechtliche Genehmigung, eine Genehmigung nach der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), oder die bauplanungsrechtliche Genehmigung kommen. Das planungs- und genehmigungsrechtliche Zulassungsregime hängt dabei sowohl von standort- und substanzbezogenen Kriterien als auch der Lagerungskapazität ab. Es ist - wie bereits unter 4.2.1.2.2.6 dargestellt - durch die formelle Konzentrationswirkung einzelner Zulassungsentscheidungen systematisiert. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden entlang der Konzentrationskette die möglichen Zulassungsentscheidungen und -verfahren dargestellt.

4.2.2.1.1 Energierechtliche Planfeststellung

Wasserstoffspeichieranlagen könnten als **Großspeichieranlagen** mit einer Nennleistung ab 50 MW fakultativ **planfeststellungsfähig** sein, soweit nicht von § 126 Bundesberggesetz²⁴⁶ (BbergG) umfasst, § 43 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 EnWG. Der zweite Halbsatz schließt damit Untergrundkavernenspeicher aus.²⁴⁷ Der Begriff der Großspeichieranlage ist im EnWG nicht legaldefiniert und muss entsprechend bestimmt werden. Der Wortlaut ist weit gefasst. Wasserstoffspeichieranlagen sind begrifflich schon Speichieranlagen im energierechtlichen Sinne. Dem Wortlaut nach käme es einschränkend dann nur auf eine bestimmte Größe an. Es kann zudem aber auch auf den Zweck der Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen

²⁴⁴ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 27.

²⁴⁵ Verordnung (EU) 2022/869, Erwägungsgrund (16).

²⁴⁶ Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Juni 2021 (BGBl. I S. 1760) geändert worden ist.

²⁴⁷ Riege in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 76.

späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform abgestellt werden.²⁴⁸ Das könnte dann im Sinne einer teleologischen Reduktion das zwingende Erfordernis einer Rückverstromung miteinschließen. Unter systematischen Gesichtspunkten fallen unter den Begriff insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, Batteriespeicher oder Druckluftspeicherkraftwerke und Schwungmassenspeicher.²⁴⁹ All diesen Speicherformen ist die Nutzung insbesondere für Schwachlastzeiten durch eine direkte Rückverstromungsmöglichkeit gemein. Der Gesetzgeber hatte hier insbesondere eine mögliche energierechtliche Systemrelevanz der Anlagen aufgrund der für die Systemstabilität des Energieleitungsnetzes relevanten Systemdienstleistungen von Großspeichern und vor diesem Hintergrund Pumpspeicher vor Augen.²⁵⁰ Pumpspeicherkraftwerke (PSW) können in großem Umfang Strom speichern, indem sie mit überschüssiger elektrischer Energie, die in der Netzversorgung nicht nachgefragt wird, Wasser bergauf pumpen, das dann wieder bergab fließen kann, um über Turbinen und Generatoren elektrischen Strom zu erzeugen und diesen in Bedarfszeiten wieder in Netz abzugeben.²⁵¹ Insofern dienen Pumpspeicher der reinen Speicherung elektrischer Energie zum Zwecke der Rückverstromung und Einspeisung in das Stromnetz zur Volatilitätsabfederung. Wasserstoffspeicheranlagen dienen nicht nur diesem Zweck und haben potenziell vielfältige Einsatzmöglichkeiten neben der Rückverstromung. Insofern ist nicht klar, ob der Gesetzgeber auch Wasserstoffspeicheranlagen bei der Implementierung von Großspeicheranlagen in das energierechtliche Planfeststellungsregime vor Augen hatte. Hier bedarf es einer weiteren Klarstellung.

Mit der Möglichkeit, für Errichtung, Betrieb und Änderung von Großspeicheranlagen ein Planfeststellungsverfahren nach dem EnWG durchzuführen, könnten alle erforderlichen Gestattungsverfahren in einem energierechtlichen Verfahren (siehe unten) gebündelt werden.²⁵² Es besteht hierbei ein zunehmendes Interesse von Energieinfrastrukturbetreibern, Maßnahmen aufgrund zunehmender Herausforderungen bei der Flächensicherung im Planfeststellungsverfahren zuzulassen.²⁵³

4.2.2.1.2 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Für oberirdische Speicher ist daneben die **immissionsschutzrechtliche Genehmigung** nach § 4 Abs. 1 S. 1 BImSchG einschlägig, die im Planfeststellungsverfahren einkonzentriert wäre. Die **Genehmigungspflicht** hängt maßgeblich von den **Lagerkapazitäten** ab. Die entsprechenden Mengenschwellen ergeben sich aus Nr. 9.3 Anlage 1 4. BImSchV und sind in der folgenden Tabelle aufgelistet:

Stoff	Keine Genehmigung	Vereinfachtes Genehmigungsverfahren	Förmliches Genehmigungsverfahren
Wasserstoff	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T

Tabelle 4: Schwellen für Lagerkapazitäten von Speichern und Terminals nach der 4. BImSchV

Quelle: eigene Darstellung

Entsprechend sind Speicher mit einer Lagerkapazität von 3 Tonnen und mehr – eine Schwelle, die in der Regel überschritten werden dürfte – grundsätzlich genehmigungspflichtig. Ab 30 Tonnen Lagerkapazität ist dann auch ein Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 10 BImSchG) vorgesehen.

Für Speicher mit einer Lagerkapazität **unter 3 Tonnen** kommt das **Anzeigeverfahren** nach § 23a Abs. 1 S. 1 BImSchG und hieraus resultierend unter Umständen eine **störfallrechtliche Genehmigung nach § 23b Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 23a Abs. 2 S. 1 BImSchG** in Betracht, wenn festgestellt wird, dass angemessene Sicherheitsabstände unterschritten werden. Gemäß § 3 Abs. 5c BImSchG ist der angemessene Sicherheitsabstand im Sinne des BImSchG der Abstand zwischen einem Betriebsbereich und

²⁴⁸ Riege in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 76.

²⁴⁹ Riege in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43 Rn. 76.

²⁵⁰ BT-Drs. 19/7914, S. 4.

²⁵¹ Dena, Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz.

²⁵² BT-Drs. 19/9027, S. 13.

²⁵³ BT-Drs. 19/7914, S. 4.

einem benachbarten Schutzobjekt, der zur gebotenen Begrenzung der Auswirkungen auf das benachbarte Schutzobjekt, welche durch schwere **Unfälle** im Sinne des Art. 3 Nr. 13 SEVESO III-RL²⁵⁴ hervorgerufen werden können, beiträgt. Der angemessene Sicherheitsabstand ist danach anhand störfallspezifischer Faktoren zu ermitteln. Unfälle in diesem Sinne sind Ereignisse, die sich aus unkontrollierten Vorgängen ergeben, die unmittelbar oder später innerhalb oder außerhalb des Betriebs zu einer ernststen Gefahr für die menschliche Gesundheit oder die Umwelt führen und bei denen ein oder mehrere gefährliche Stoffe beteiligt sind. Benachbarte Schutzobjekte sind gemäß § 3 Abs. 5d BImSchG ausschließlich oder überwiegend dem Wohnen dienende Gebiete, öffentlich genutzte Gebäude und Gebiete, Freizeitgebiete, wichtige Verkehrswege und unter dem Gesichtspunkt des Naturschutzes besonders wertvolle oder besonders empfindliche Gebiete.

Für die **Genehmigungsfähigkeit** der Speicher ab einer Lagerkapazität von 3 Tonnen kann auf die Ausführungen in 4.1.2.1 verwiesen werden.

Ab einer gewissen Lagerkapazität sind die Anlagen zudem **UVP-pflichtig** (siehe hierzu auch 4.1.2.1.2.2).

Stoff	Keine UVP	Standortbezogene Vorprüfung	Allgemeine Vorprüfung	UVP-Pflicht
Wasserstoff	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T	200.000 T

Tabelle 5: Mengenschwellen für Lagerkapazitäten von Speichern und Terminals nach dem BImSchG

Quelle: eigene Darstellung

4.2.3 Vergaberecht

Der Infrastrukturausbau wird sich zumeist im Bereich des **Vergaberechts** befinden. Hier können auch wesentliche Hebel zur Verfahrensbeschleunigung angesetzt werden, wie § 9 des LNG-Beschleunigungsgesetz²⁵⁵ (LNGG) zeigt, der an verschiedenen Stellen der vergaberechtlichen Grundsätze ansetzt. Grundsätzlich müssen beispielsweise öffentliche Aufträge und Konzessionen im Wettbewerb und im Wege transparenter Verfahren vergeben werden (§ 97 Abs. 1 S. 1 GWB). Während dabei mittelständische Interessen vornehmlich zu berücksichtigen sind (§ 97 Abs. 4 S. 1 GWB), findet dieser Grundsatz nach § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 LNGG auf den Bau von LNG-Terminals (sowohl schwimmend als auch stationär) keine Anwendung. Offen ist auch noch die **Einordnung von Wasserstoff als Gas nach § 102 Abs. 3 GWB**, um bei der Vergabe in die Sektorentätigkeit zu fallen.

4.2.3.1 Unterirdische Speicher

Die Zulassung für das Errichten und Betreiben von Untergrundkavernenspeichern richtet sich nach dem Bundesberggesetz, §§ 2 Abs. 2 Nr. 2, 126 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 52 Abs. 2a BBergG. Unterirdische Wasserstoffkavernenspeicher sind **Untergrundspeicher** i.S.d. § 4 Abs. 9 BBergG, der Untergrundspeicher als *Anlage zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen* definiert. Es muss sich damit aber zwingend um behälterlose Speichertechniken handeln, um den Anwendungsbereich des Bergrechts in diesem Sinne zu eröffnen. § 126 BBergG regelt die Untergrundspeicherung und sieht in Abs. 1 S. 1 eine entsprechende Anwendbarkeit der §§ 39, 40, 48, 50-74, 77-104, 106 und 131 BBergG auf Untergrundspeicher vor. Danach kommen für Wasserstoffkavernenspeicher **zwei bergbaurechtliche Zulassungsarten** in Betracht: eine **Hauptbetriebsplanzulassung** und eine **Rahmenbetriebsplanzulassung** im Planfeststellungsverfahren. Die einschlägige Zulassungsart hängt maßgeblich von der Pflicht zu einer Umweltverträglichkeitsprüfung ab.

4.2.3.1.1 Hauptbetriebsplanzulassung

Gemäß § 126 Abs. 1 S. 3 BBergG hat der Unternehmer einen ersten Betriebsplan vorzulegen, der auch nachweist, dass er eine Beschreibung des geplanten Untergrundspeichers unter möglichst genauen Angaben zu Lage und Ausdehnung in mindestens zwei im Bereich des Standorts des Speichers verbreiteten **Tageszeitungen bekannt gemacht** hat. Die **Betriebsplanpflicht**

²⁵⁴ Richtlinie 2012/18/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG des Rates.

²⁵⁵ Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases vom 24. Mai 2022, BGBl. I, 802.

ergibt sich auch aus der entsprechenden Anwendbarkeit von § 51 Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 126 Abs. 1 BBergG, wonach Untergrundspeicher nur auf Grund von Betriebsplänen errichtet, geführt und eingestellt werden dürfen, die vom Unternehmer aufgestellt und von der zuständigen Behörde zugelassen worden sind. Der Betriebsplan muss eine Darstellung des Umfangs, der technischen Durchführung und der Dauer des beabsichtigten Vorhabens enthalten (§ 54 Abs. 4 S. 1 BBergG). Er ist dann gemäß § 54 Abs. 1 BBergG zur Zulassung einzureichen. Auf die Zulassung besteht gemäß § 55 Abs. 1 BBergG ein **Anspruch** (*Die Zulassung [...] ist zu erteilen [...]*), sofern die dort normierten Voraussetzungen, wie etwa die erforderliche **Zuverlässigkeit** des Unternehmers und bestimmte **Vorsorgemaßnahmen** vorliegen.

4.2.3.1.2 Rahmenbetriebsplanzulassung

An die Stelle der Zulassung des Betriebsplans nach §§ 54 ff BBergG kann unter Umständen auch ein bergbaurechtliches **Planfeststellungsverfahren** treten. Gemäß § 52 Abs. 2a S. 1 BBergG muss für den Speicher ein **Rahmenbetriebsplan** erstellt und im Planfeststellungsverfahren zugelassen werden, wenn das Vorhaben einer **Umweltverträglichkeitsprüfung** nach der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben²⁵⁶ (UVP-V Bergbau) auf Grundlage des § 57c BBergG bedarf. In § 1 S. 1 Nr. 6a UVP-V Bergbau sind unter den UVP-pflichtigen Vorhaben auch Untergrundspeicher gelistet, allerdings spezifisch auf Erdgas (lit. a) und Erdöl (lit. b) bezogen. Im Falle von Erdgas muss der Speicher zudem das Fassungsvermögen von 100 Mio. Kubikmeter überschreiten, dann muss eine standortbezogene Vorprüfung nach § 7 Abs. 2 UVP-G eine UVP-Pflicht ergeben, ab 1 Milliarde Kubikmeter erfolgt dann eine allgemeine Vorprüfung nach § 7 Abs. 1 UVP-G. Aufgrund des klaren Wortlauts lässt sich hier eine Anwendbarkeit auf Wasserstoffkavernenspeicher schwer vertreten. Selbst wenn man eine analoge Anwendbarkeit annähme, so müssten ohnehin erst die Mengenschwellen erreicht werden und dann die Vorprüfung eine UVP-Pflicht ergeben. Nach der hiesigen Einschätzung besteht derzeit keine UVP-Pflicht nach der UVP-V Bergbau für reine Wasserstoffkavernen.²⁵⁷ Insofern bedarf es auch keines Rahmenbetriebsplans im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens.

Die UVP-V Bergbau ist eine Rechtsverordnung und kann damit auf Exekutivebene angepasst werden. Es ist vor dem dargestellten Hintergrund sowohl in tatsächlicher als auch rechtlicher Hinsicht zu erwarten, dass die UVP-V Bergbau um den Begriff des Wasserstoffs ergänzt wird. Offen bleiben insoweit aber die Mengenschwellen, da Erdgas nicht direkt mit Wasserstoff hinsichtlich Masse und Eigenschaften vergleichbar ist. Die Mengenschwellen könnten somit variieren.

4.2.3.2 Umnutzung von Erdgasspeichern

Ähnlich der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff kommt auch die Umnutzung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff in Betracht, insbesondere vor dem Hintergrund der prognostizierten rückläufigen Erdgasnachfrage bis 2045. Hier dürften dann erhebliche Speicherkapazitäten frei werden. Sofern die technische Machbarkeit gegeben ist, richtet sich die rechtliche Bewertung einer solchen Umnutzung insbesondere nach dem BImSchG.

4.2.3.2.1 Immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigung

Eine dem § 43l Abs. 4 EnWG entsprechende Regelung für die Umnutzung von Erdgasspeichern gibt es derzeit nicht, sodass die allgemeinen immissionsschutzrechtlichen Grundsätze über die Änderungsgenehmigung Anwendung finden.

Es wird dementsprechend in der Regel eine Änderungsgenehmigung nach § 16 Abs. 1 S. 1 BImSchG erforderlich sein (Frage der **Genehmigungsbedürftigkeit**). Bezugsmaßstab für die Beurteilung, ob eine Änderung i.S.d. § 16 Abs. 1 S. 1 BImSchG vorliegt, ist der Inhalt der Genehmigung, die für die bestehende Anlage erteilt ist.²⁵⁸ Da es sich bei methanbasiertem Erdgas und Wasserstoff um zwei völlig unterschiedliche Stoffe handelt, ist grundsätzlich eine qualitative Änderung vor dem Hintergrund, dass die bestehende Genehmigung sich auf Erdgas beziehen dürfte, bei der Umnutzung zu bejahen.

Gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 Hs. 1 BImSchG bedarf die Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage der Genehmigung, wenn diese wesentlich ist. Wesentlich ist eine Änderung dann, wenn durch sie **nachteilige Auswirkungen** (auf die Schutzgüter des § 1 BImSchG) hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG (siehe 4.1.2.1.2) **erheblich** sein können. Es ist ausreichend, wenn nachteilige Auswirkungen

²⁵⁶ Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 8. November 2019 (BGBl. I S. 1581) geändert worden ist.

²⁵⁷ So auch *Langstädter*, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (211).

²⁵⁸ St. Rspr., vgl. *BVerwG*, BeckRS 2019, 18321 Rn. 22 m.w.N.; *OVG Lüneburg*, Beschluss vom 16.01.2018, 12 ME 230/17.

nach dem Maßstab praktischer Vernunft nicht ausgeschlossen sind.²⁵⁹ Der Prüfungsmaßstab für die Feststellung nachteiliger Auswirkungen umfasst sowohl den Normalbetrieb als auch Störfälle.²⁶⁰ Dabei sind auch konkret vorgesehene Schutzvorkehrungen, die gewährleisten, dass nachteilige Auswirkungen nach dem Maßstab praktischer Vernunft sicher verhindert werden, berücksichtigungsfähig.²⁶¹ Dafür ist erforderlich, dass sie bereits vorhanden und in der Änderungsanzeige des Betreibers nach § 15 Abs. 1 S. 1 BImSchG auch bezogen auf den geänderten Betrieb hinreichend konkret umschrieben sind.²⁶² Eine Genehmigung ist dann nicht erforderlich, wenn die durch die Änderung hervorgerufenen nachteiligen Auswirkungen offensichtlich gering sind und die Erfüllung der sich aus § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG ergebenden Anforderungen sichergestellt ist, § 16 Abs. 1 S. 2 BImSchG (Bagatellgrenze). Wenn Emissionsverhalten, Sicherheitsstandard und Abfallmenge unverändert bleiben, ist die Anlagenänderung in der Regel nicht genehmigungsbedürftig.²⁶³ Nach den dargelegten Grundsätzen käme es bei der Umnutzung von Erdgasspeichern für Wasserstoff insbesondere auf die **störfallrechtliche Relevanz** an – ob die bestehenden Sicherheitsvorkehrungen für die Wasserstoffnutzung ausreichen oder ob es zu anderen Sicherheitsrisiken kommt.

Eine Genehmigungspflicht kann sich zudem auch aus § 16 Abs. 1 S. 1 Hs. 2 BImSchG ergeben. Danach bedarf es stets der Genehmigung, wenn die Änderung oder Erweiterung des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage für sich genommen die Leistungsgrenzen oder Anlagengrößen des Anhangs der 4. BImSchV erreichen. Hierbei geht es maßgeblich um **quantitative Erweiterungen**. Rein **qualitative Änderungen** fallen in der Regel nicht unter die Bestimmung.²⁶⁴ Gleichwohl kann sich die Vorschrift so auslegen lassen, dass es auf die Frage ankommt, ob eine Speicheranlage für Wasserstoff in dem Umfang der Umnutzung für sich genommen unter den Anhang der 4. BImSchV fällt.²⁶⁵ Das wäre, wie unter 4.2.2.1.2 ausgeführt, nach Nr. 9.3 Anhang 1 4. BImSchV ab einer Lagerungskapazität von 3 Tonnen der Fall.

Die Änderung ist der zuständigen Behörde mindestens ein Monat vor Beginn des Änderungsvorhabens anzuzeigen, § 15 Abs. 1 S. 1 BImSchG. Die zuständige Behörde prüft dann spätestens innerhalb eines Monats nach Eingang der Anzeige und aller erforderlichen Unterlagen (vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 10 Abs. 1 S. 2 BImSchG), ob die Änderung einer Genehmigung bedarf, § 15 Abs. 2 S. 1 BImSchG.

4.2.3.2.2 Bergbaurechtliche Umnutzung

Bei der Umnutzung von existierenden Erdgas-Untergrundspeichern kann sich – im Gegensatz zur Neuerrichtung von Wasserstoffkavernenspeichern – unter Umständen eine **Planstellungspflicht nach § 52 Abs. 2a BBergG**, ergeben, wenn es sich um eine **wesentliche UVP-pflichtige Änderung** nach § 9 UVPG handelt. Das ist demnach dann der Fall, wenn für den Erdgasspeicher bereits eine UVP durchgeführt worden ist, oder eine allgemeine Vorprüfung ergibt, dass die Änderung zusätzliche erhebliche nachteilige oder andere erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen hervorrufen kann (§ 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 UVPG). Es bedarf bei der Umnutzung unterirdischer Erdgasspeicher zudem grundsätzlich einer **Änderung des Betriebsplans**, § 52 Abs. 4 S. 2 BBergG.

Für weitere Details zum bergbaurechtlichen Genehmigungsverfahren für Wasserstoffsalkkavernenspeicher und insbesondere technische Analysen in diesem Bereich wird auf den im Rahmen der HYPOS-Initiative entstandenen *Leitfaden Planung, Genehmigung und Betrieb von Wasserstoff-Kavernenspeichern*²⁶⁶ verwiesen.

4.2.4 Importterminals

Für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten (beispielsweise Ammoniak und Methanol) mit Seeschiffen über Seehäfen bedarf es einer **Importinfrastruktur** in den entsprechenden Häfen.

²⁵⁹ Reidt/Schiller in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, BImSchG § 16 Rn. 75.

²⁶⁰ Reidt/Schiller in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, BImSchG § 16 Rn. 74; OVG Lüneburg, Beschluss vom 16.01.2018, 12 ME 230/17 jeweils m.w.N.

²⁶¹ Reidt/Schiller in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, BImSchG § 16 Rn. 75.

²⁶² OVG Lüneburg, Beschluss vom 16.01.2018, 12 ME 230/17.

²⁶³ Reidt/Schiller in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, BImSchG § 16 Rn. 78.

²⁶⁴ Reidt/Schiller in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021, BImSchG § 16 Rn. 89.

²⁶⁵ Im Ergebnis so das OVG Lüneburg, Beschluss vom 16.01.2018, 12 ME 230/17.

²⁶⁶ Online abrufbar unter: https://www.h2ugs.de/wp-content/uploads/2022/10/220826_BMBF_FKZ_03ZZ0721A-I.pdf (zuletzt abgerufen am 18.11.2022).

Zunächst ist die Betriebsweise solcher Terminals abzugrenzen, die maßgeblich den Rechtsrahmen bestimmt. Möglich ist zum einen der reine Umschlag von einem Transportmittel auf ein anderes, etwa vom Schiff auf Eisenbahnwaggons oder LKW oder vom Seeschiff auf ein Binnenschiff (**Umschlagterminal**). Im Rahmen des Umschlagvorganges können auch längere Lagerzeiten der Stoffe vorgesehen sein, sodass das Terminal entsprechende **Lagerkapazitäten** vorsieht. In rechtlicher Hinsicht – für die Frage, ob beispielsweise der Anwendungsbereich der 4. BImSchV eröffnet ist – wird danach abgegrenzt, ob auf dem Betriebsgelände lediglich das Umladen von Behältern von einem Transportmittel auf ein anderes stattfindet oder ein **unmittelbarer Zusammenhang zwischen An- und Abtransport** verloren geht.²⁶⁷ Zuletzt kann das Terminal auch direkt der Energieversorgung dienen, indem eine Kopfstation die direkte **Einspeisung in das Fernleitungsnetz** ermöglicht. Entsprechend sieht der Entwurf der Gasrichtlinie in Art. 2 Nr. 8 die Definition eines Wasserstoffterminals als *Anlage zur Umwandlung von flüssigem Wasserstoff oder flüssigem Ammoniak in gasförmigen Wasserstoff für die Einspeisung in das Wasserstoffnetz oder zur Verflüssigung von gasförmigem Wasserstoff einschließlich Hilfsdiensten und vorübergehender Speicherung, die für den Umwandlungsprozess und die anschließende Einspeisung in das Wasserstoffnetz erforderlich sind, jedoch ausgenommen die zu Speicherzwecken genutzten Teile von Wasserstoffterminals* vor. Zwar befindet sich die Gasrichtlinie im Entwurfsstadium, doch ist die Definition weitestgehend parallel zu der Definition der LNG-Anlage nach § 3 Nr. 26 EnWG, sodass hier keine großen Veränderungen zu erwarten sind.

Je nach Betriebsweise können sich Besonderheiten im Bereich des Planungs- und Genehmigungsrechts ergeben. Für alle Optionen gilt dabei, dass grundsätzlich der **Zugang zur Hafeninfrastuktur** ermöglicht werden muss.

Deutsche Seehäfen werden in der Regel durch juristische Personen des Privatrechts in staatlicher Hand verwaltet. So ist beispielsweise die JadeWeserPort Realisierungs GmbH & Co. KG für den operativen und technischen Betrieb und die wirtschaftliche Nutzung der Infrastruktur des Hafens in Wilhelmshaven zuständig. An ihr ist das Land Niedersachsen mit 50,1 % und das Land Bremen mit 49,9 % beteiligt. Die staatliche Hafenverwaltung ist in der Regel Eigentümerin der Hafengebiete und der wesentlichen Infrastruktur und verantwortet die langfristige Flächenentwicklung.²⁶⁸ Sie ist damit für die Entwicklung der Hafengrundstücke sowie die Planung, den Bau und die Instandhaltung der Hafeninfrastuktur zuständig.²⁶⁹ Bei der Hafeninfrastuktur ist zwischen Hafenzugangs- und Schutzinfrastruktur einerseits und projektbezogener (terminalnaher) Hafeninfrastuktur andererseits zu unterscheiden.²⁷⁰ Wie konkret der Ausbau der projektbezogenen Hafeninfrastuktur zwischen staatlichen und privaten Akteuren aufgeteilt wird, unterliegt zumeist dem Einzelfall. Je nach Ausgestaltung können staatliche Akteure als Konzessionsgeber privaten Akteuren mittels Baukonzessionen und Dienstleistungskonzessionen den Bau und den Betrieb der Terminals übertragen. Mit einer Baukonzession wird ein oder mehrere Unternehmen mit der Erbringung von Bauleistungen betraut, die Gegenleistung besteht dabei entweder allein in dem Recht zur Nutzung des Bauwerks oder diesem Recht zuzüglich einer Zahlung (§ 105 Abs. 1 Nr. 1 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen²⁷¹ (GWB)). Mit einer Dienstleistungskonzession wird ein oder mehrere Unternehmen mit der Erbringung und Verwaltung von Dienstleistungen betraut, wobei dann die Gegenleistung entweder allein in dem Recht zur Verwertung der Dienstleistungen oder in diesem Recht zuzüglich einer Zahlung besteht (§ 105 Abs. 1 Nr. 2 GWB). Grundsätzlich finden dann die **vergaberechtlichen Grundsätze Anwendung** (siehe auch 4.2.3).

Für die Terminalinfrastruktur bedarf es unter Umständen des **Ausbaus der Hafenbecken**. Dann könnte ein **wasserrechtliches Planfeststellungsverfahren** notwendig sein. Gemäß § 68 Abs. 1 Wasserhaushaltsgesetz²⁷² (WHG) bedarf der Gewässerausbau der **Planfeststellung** durch die zuständige Behörde. Gewässerausbau im Sinne der Vorschrift bedeutet die *Herstellung,*

²⁶⁷ OVG Münster, Beschluss vom 26.10.2000 – 21 B 1468/00, NVwZ-RR 2001, 231.

²⁶⁸ Schäfer et al., Ammoniak als Treibstoff in der See- und Binnenschifffahrt, 2021, S. 140.

²⁶⁹ Jennert/Eitner, EU-Beihilfenrecht und Seehafeninfrastruktur, EuWZ 2013, 414 (415).

²⁷⁰ Jennert/Eitner, EU-Beihilfenrecht und Seehafeninfrastruktur, EuWZ 2013, 414 (416).

²⁷¹ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist.

²⁷² Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

die Beseitigung und die wesentliche Umgestaltung eines Gewässers oder seiner Ufer, § 67 Abs. 2 S. 1 WHG. Für Ausbaumaßnahmen, die nicht der UVP-Pflicht unterliegen, kann anstelle des Planfeststellungsverfahrens gemäß § 68 Abs. 2 S. 1 ein **Plan-genehmigungsverfahren** erfolgen. Aus dem Planfeststellungsbeschluss ergibt sich dann eine Gewässerunterhaltungslast.²⁷³

Hinsichtlich der Zulassung für die Speicheranlagen der Terminals gelten im Grundsatz die Ausführungen zu oberirdischen Speicheranlagen (4.2.2.1). Da sich Wasserstoff jedoch sowohl in seinem gasförmigen Zustand aufgrund der geringen Energiedichte als auch in flüssigem Zustand wegen der dazu erforderlichen Tiefsttemperaturen um die -253 °C nicht gut für den Transport per Seeschiff über weite Distanzen eignet, sind für diese Transportoption insbesondere Wasserstoffträgermedien wie Ammoniak oder Methanol interessant, die eine höhere Energiedichte und im Falle von Ammoniak eine leichtere Verflüssigung bei -33 °C aufweisen. Insofern werden im Folgenden auch die entsprechenden tatbestandlichen Lagerkapazitäten für Ammoniak und Methanol nach der 4. BImSchV und dem UVPG aufgeführt. Für Einzelheiten, insbesondere zu der Problematik der Abstandsregelungen und den Vorschriften nach der Betriebssicherheitsverordnung wird auf die rechtliche Bewertung im Rahmen der Machbarkeitsstudie *HySupply*²⁷⁴ verwiesen.

Stoff	Keine Genehmigung	Vereinfachtes Genehmigungsverfahren	Förmliches Genehmigungsverfahren
Wasserstoff	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T
Ammoniak	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T
Methanol	unter 10 T	ab 10 T	ab 200.000 T

Tabelle 6: Schwellen für Lagerkapazitäten von Speichern und Terminals nach der 4. BImSchV

Quelle: eigene Darstellung

Stoff	Keine UVP	Standortbezogene Vorprüfung	Allgemeine Vorprüfung	UVP-Pflicht
Wasserstoff	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T	200.000 T
Ammoniak	unter 3 T	ab 3 T	ab 30 T	200.000 T
Methanol	unter 10 T	ab 10 T	ab 200 T	200.000 T

Tabelle 7: Schwellen für Lagerkapazitäten von Speichern und Terminals nach dem UVPG

Quelle: eigene Darstellung

²⁷³ Spieth in: Giesberts/Reinhardt, BeckOK Umweltrecht, 2022, WHG § 68 Rn. 7.

²⁷⁴ IKEM, Regulatory framework for a German-Australian hydrogen bridge. Rechtswissenschaftliche Kurzstudie im Auftrag von acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften für das Projekt HySupply, mit Unterstützung des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), 2022.

Zudem kann auch eine **Erlaubnis** nach § 18 Abs. 1 Nr. 2 (für Wasserstoff und Ammoniak) oder Nr. 4 (Methanol) **Betriebssicherheitsverordnung**²⁷⁵ (BetrSichV) in Betracht kommen. Wasserstoff fällt nunmehr unter den Energiebegriff nach dem EnWG. Damit sind Wasserstoffanlagen auch Energieanlagen im Sinne des § 3 Nr. 15 EnWG. Der Begriff umfasst danach explizit Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Fortleitung von Energie (mithin Wasserstoff). Folglich kann hier für Wasserstoffterminals die Ausnahme des § 1 Abs. 4 S. 1 BetrSichV zum Tragen kommen, wonach Abschnitt 3 BetrSichV nicht für Energieanlagen in diesem Sinne gilt, soweit sie Druckanlagen im Sinne der BetrSichV sind. § 1 Abs. 4 S. 2 BetrSichV enthält hierzu eine Rückausnahme für Gasfüllanlagen, die nicht auf dem Betriebsgelände von Unternehmen der öffentlichen Gasversorgung von diesen errichtet und betrieben werden.

Wird das Terminal auch zur Umwandlung und zur Einspeisung in das Fernleitungsnetz genutzt, so sind die **Anbindungsleitungen** nach § 43I Abs. 2 S. 1 EnWG ab einem Durchmesser von mehr als 300 mm **planfeststellungspflichtig** (siehe hierzu dann 4.2.1.2.2).

4.2.5 Hemmnisanalyse

Ein sicherer Rechtsrahmen ist zwingend, um die erforderlichen Investitionen bei Betreibern und Infrastrukturentwicklern auszulösen.²⁷⁶ Die aufzubauende Infrastruktur soll dabei **zunächst parallel zur Struktur der Gasversorgungsnetze** etabliert werden, um dann auf Basis neu gewonnener Erkenntnisse im Rahmen des Infrastrukturaufbaus die **Integration beider Infrastrukturen** zu ermöglichen.²⁷⁷ Der dargestellte planungs- und genehmigungsrechtliche Rahmen stellt zu diesem Zweck einen **ersten Aufschlag** dar, der dann vor dem Hintergrund des zu erwartenden europäischen Rechtsrahmens und der Praxiserfahrungen in der Umsetzung der Wasserstoffstrategie überarbeitet werden muss.²⁷⁸

²⁷⁵ Betriebssicherheitsverordnung vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist.

²⁷⁶ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (154).

²⁷⁷ BT-Drs. 19/27453, S. 2.

²⁷⁸ Vgl. BT-Drs. 19/27453, S. 2.

Durch die EnWG-Novelle aus dem Jahr 2021 sollte vor diesem Hintergrund für die Umwidmung von Gasleitungen, den Neubau von Wasserstoffleitungen sowie für die Integration bestehender privater Infrastrukturen ein Angebot gemacht werden, das die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit ermöglicht.²⁷⁹ Dieses Angebot ist in den wesentlichen Teilen gelungen. Gleichwohl verbleiben einige Problemstellen, die im Folgenden analysiert werden sollen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen ersten Überblick über die wesentlichen identifizierten Hemmnisse:

Regelungsbereich	Identifizierte wesentliche Hemmnisse
Umstellung Erdgasleitungen auf Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> • Behördliche Ressourcen müssen auf diese noch teilweise unbekannte Verfahrensart angepasst werden • Es greift bei der behördlichen Zulassungsentscheidung keine Genehmigungsfiktion, die Planungssicherheit gewährleisten könnte • Unter Umständen bestehen Rechtsunsicherheiten bei der Auslegung der neuen Vorschriften – unklare Verweiskette bei der Fortgeltung von Wegenutzungsverträgen
Neubau Wasserstoffnetze	<ul style="list-style-type: none"> • Behördliche Ressourcen fehlen • Wasserstoffinfrastruktur in der planungsrechtlichen Abwägung noch nicht mit dem entsprechenden Gewicht verankert
Wasserstoffspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Die energierechtliche Einordnung als Großspeicher ist nicht eindeutig – hier bedarf es einer Klarstellung • Die UVP-Verordnung Bergbau bezieht sich nur auf Erdgasspeicher – hier wäre eine Einbeziehung sinnvoll • Noch besteht keine Privilegierung der Umnutzung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff • Es bestehen noch keine technische Leitfäden für die Umstellung von – solche wären sinnvoll, um den Änderungsgenehmigungsprozess zu beschleunigen
Verfahrensbeschleunigung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Befristung des Plansicherstellungsgesetzes ist nicht mehr zielführend • Dauer der verwaltungsgerichtlichen Verfahren – sachliche Zuständigkeit zum BVerwG für spezielle Wasserstoffinfrastrukturvorhaben könnte begründet werden • Es bestehen keine Regeln zu einer integrierten Netzentwicklungsplanung – eine solche wäre sinnvoll • Anpassung des Vergaberechts notwendig

Tabelle 8: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei der Transportinfrastruktur für Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

4.2.5.1 Umstellung von Erdgasleitungen

Die Vorschriften der §§ 43I (insbesondere Abs. 4 und 5) sowie 113a ff. EnWG sind grundsätzlich geeignet, die vorhandene Erdgasinfrastruktur zeitnah für eine Wasserstoffnutzung verfügbar zu machen.²⁸⁰ In dem Anzeigeverfahren liegt ein erhebliches rechtliches Beschleunigungspotenzial²⁸¹ und die Regelung wird dem Bedarf der Verfahrensvereinfachung gerecht.²⁸² Die Regelung des § 43I Abs. 5 EnWG ist dabei konsequent, um eine zügige und umfassende Einbeziehung der bestehenden

²⁷⁹ BT-Drs. 19/27453, S. 2.

²⁸⁰ Riege, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387 (396).

²⁸¹ Elspas/Lindau/Ramsauer, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (266).

²⁸² Benrath, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (197).

Leitungsinfrastruktur und damit **auch industriell bzw. stofflich genutzte Leitungen** in die Wasserstoffinfrastruktur zur ermöglichen.²⁸³ Die Auslegungsregel für zivilrechtliche Gestattungen und die Fortgeltung von Wegenutzungsverträgen sind sinnvoll, um den Übergang von Erdgas auf Wasserstoff auf allen Ebenen zu erleichtern. Gleichwohl muss dieses Potenzial auch mit entsprechenden (behördlichen) **Ressourcen** begleitet werden, um die gewünschte Wirkung zu entfalten. Es wird zudem kritisiert, dass die Systematik der Normen **unübersichtlich und wenig anwendungsfreundlich** sind.²⁸⁴ Das könnte der gewünschten Rechtssicherheit entgegenstehen.²⁸⁵ Im Einzelnen lassen sich hierzu die folgenden Punkte festhalten.

Der Wegfall der UVP-Pflicht nach § 43f Abs. 2 Nr. 1 EnWG ist zu begrüßen und systembedingt auch notwendig. Etwas problematisch vor unionsrechtlichem Hintergrund kann der generelle Ausschluss jedoch dahingehend sein, dass sich hieraus ein Widerspruch zu § 9 Abs. 1 Nr. 2 UVPG ergeben kann. Danach besteht für ein Änderungsvorhaben dann eine UVP-Pflicht, wenn die allgemeine Vorprüfung ergibt, dass die Änderung zusätzliche erhebliche nachteilige oder andere erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen hervorrufen kann.²⁸⁶

Um mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu erreichen, müssen noch **Arbeitsblätter seitens des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW) ausgearbeitet** werden. Die Entwicklung von technischen Standards i.S.d. § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnWG spielt bei der Beschleunigung eine große Rolle, um Abwägungs- und Genehmigungsentscheidungen im Sinne der Einhaltung der Sicherheitsanforderungen zu erleichtern.

Weiterhin sieht § 43f Abs. 4 S. 4 EnWG im energierechtlichen Anzeigeverfahren zwar eine behördliche Entscheidungsfrist von einem Monat vor, doch kann diese Frist in der Praxis wegen mangelnder Kapazitäten oft nicht eingehalten werden.²⁸⁷ In dieser Situation greift dann auch **keine Genehmigungsfiktion**, die es dem Vorhabenträger erlauben würde, nach Ablauf einer bestimmten Frist mit dem Umstellungsvorhaben zu beginnen. Faktisch bestimmen damit die behördlichen Ressourcen die Entscheidungsfrist. An dieser Stelle könnte eine Genehmigungsfiktion sinnvoll sein, um den gewünschten Beschleunigungseffekt zu erzielen.

Rechtliche Zweifel können sich auch hinsichtlich der **Auslegungsregel des § 113a Abs. 1 EnWG** ergeben, da hierin ein **rückwirkender Eingriff** in bestehende Rechtspositionen und die Privatautonomie zu sehen ist und daher berechnete entgegenstehende Interessen ausreichen müssen, um die Auslegungsregel zu widerlegen.²⁸⁸ Vor dem Hintergrund der hohen Bedeutung der Energieversorgung und der Zweckbestimmung des § 1 Abs. 1 EnWG, die nunmehr Wasserstoff einbezieht, dürfte die Regelung jedoch im Rahmen einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung liegen.²⁸⁹ Zudem konkretisiert die Regelung lediglich § 1091 BGB und führt insofern einen bereits bestehenden Rechtsgedanken aus. Daneben bleibt außerdem ein Vertragsanpassungsanspruch nach § 313 BGB bestehen. Die Wirkung der Auslegungsregel muss sich vor diesem Hintergrund noch zeigen.

Die Regelung des § 113a Abs. 2 EnWG enthält eine **Privilegierung**, die vor dem Hintergrund der erheblichen Bedeutung der Umnutzung von bestehenden Gasversorgungsleitungen die **gewünschte Schlagkraft** entwickeln kann. Gleichwohl bestehen hier Rechtsunsicherheiten hinsichtlich des zeitlichen Anwendungsbereiches. Es herrscht insoweit keine absolute Einigkeit darüber, ob auch Verträge erfasst sind, die nach Inkrafttreten des § 113a EnWG geschlossen wurden und werden.

Aus der Systematik der § 113a Abs. 2 i.V.m §§ 46 Abs. 2 S. 1, 48 Abs. 1 EnWG und der fehlenden Differenzierung zwischen Transport- und Verteilnetzebene für Wasserstoff²⁹⁰ ergibt sich, dass bei der Fortgeltung der Verträge für den Wasserstofftransport mitunter auch Konzessionen in dem Fall zu entrichten sind, in dem mit den Leitungen keine Letztverbraucher

²⁸³ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 74.

²⁸⁴ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (165).

²⁸⁵ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (165).

²⁸⁶ Siehe hierzu Benrath, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (198).

²⁸⁷ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 71.

²⁸⁸ Benrath, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (198).

²⁸⁹ Kment/Wenzel, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (158).

²⁹⁰ Held, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (146).

im Gemeindegebiet versorgt werden. Damit sollen den Gemeinden – auch vor dem Hintergrund des Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz - Einnahmen erhalten werden sowie Wasserstoffbetreiber umgestellte Leitungen nutzen.²⁹¹ Wenn auch systemwidrig,²⁹² scheint in dieser Regelung ein Kompromiss zu liegen, der durchaus seine Berechtigung hat. In diesem Zusammenhang wäre auch die **Aufnahme von Wasserstoff in die KAV** sinnvoll.²⁹³ Die Vergabe eines qualifizierten Wegenutzungsvertrags könnte gegebenenfalls auch ein Hebel zum Anreiz für die Umstellung des Netzes auf Wasserstoff sein.²⁹⁴ Ein weiterer Investitionsanreiz kann darin liegen, dass bei qualifizierten Wegenutzungsverträgen, die gemäß § 113 Abs. 2 EnWG übergeleitet wurden, über den Abschluss eines einfachen Wegenutzungsvertrages nach § 113 Abs. 3 EnWG der Übereignungsanspruch der Gemeinden nach § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG nicht greift.²⁹⁵

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der planungs- und genehmigungsrechtliche Rahmen für die Umstellung von Gasversorgungsleitungen auf Wasserstoff sinnvoll umgesetzt ist und rechtlich an den entscheidenden Stellen ansetzt, wenngleich einige **spezifische rechtliche Unsicherheiten** verbleiben, die sich mitunter vor dem Hintergrund des dynamischen Prozesses kaum vermeiden lassen dürften. Die folgende Abbildung gibt hierzu einen Überblick.

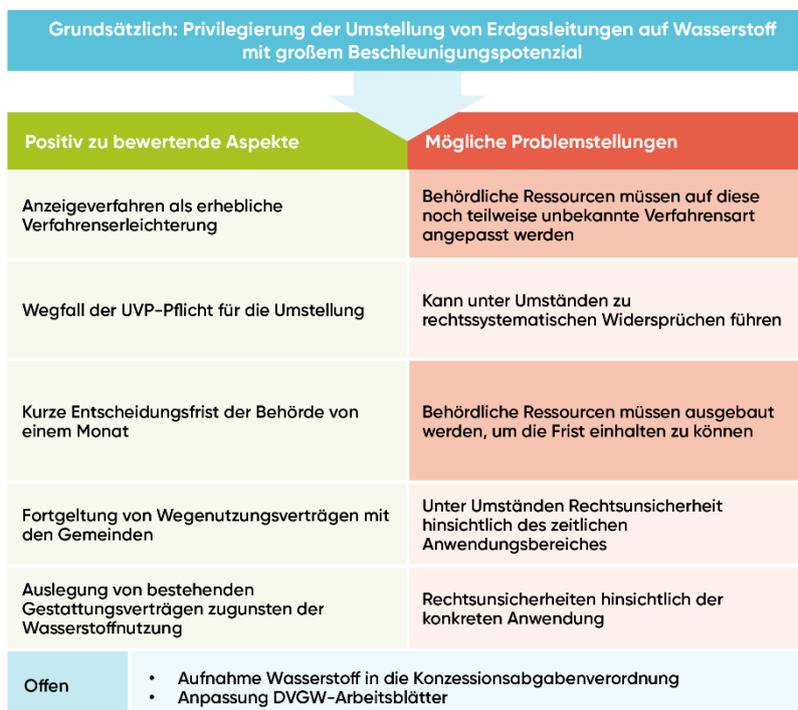


Abbildung 6: Überblick Hemmnisse bei der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

4.2.5.2 Reine Wasserstoffnetze

Leitungen zur Gasversorgung als regelmäßig raumbedeutsame Vorhaben berühren aufgrund der räumlichen Dimension und potenzieller Auswirkungen auf die Umwelt eine Vielzahl öffentlicher und privater Belange.²⁹⁶ Gerade in der Energiewirtschaft

²⁹¹ BT-Drs. 19/28407, S. 28.

²⁹² *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (160).

²⁹³ *Börkner/Höfs/Luttmann*, IR 2021, 197 (200); *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (163).

²⁹⁴ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (165).

²⁹⁵ *Kraus/Kreß*, Versorgungswirtschaft 2021, 302 (304); *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (163).

²⁹⁶ *Deutscher Bundestag*, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagengenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, 2020, S. 5.

kommt es zu Konflikten zwischen dem Umweltschutz einerseits und der kostengünstigen Versorgungssicherheit andererseits.²⁹⁷ Es ist daher entscheidend, frühzeitig das **richtige Verfahren** zu ermitteln, um die Nachteile zu kennen und von den Vorteilen zu profitieren.²⁹⁸ Vor diesem Hintergrund ist grundsätzlich **positiv zu bewerten**, dass Wasserstoffnetze in das energiewirtschaftliche Planfeststellungsregime überführt wurden.²⁹⁹ Die Möglichkeit zur **Planfeststellung erleichtert** Projektträgern diese Aufgabe, indem sie alle Verfahren in einem übergreifenden Zulassungsverfahren bündelt. Insofern ist die Klarstellung des Gesetzgebers in § 43I EnWG für Wasserstoffleitungen ein wichtiger Schritt. Daraus ergibt sich mehr Rechtssicherheit für die Planung - aber auch längere Genehmigungszeiten.³⁰⁰ Entsprechende flankierende **Beschleunigungsmaßnahmen sind essenziell**.

Kennzeichen von Infrastrukturprojekten im Energiebereich sind insbesondere die **langen Laufzeiten**. Ein wesentliches angestrebtes Ziel ist vor diesem Hintergrund die **Beschleunigung der Verfahren**. Auch hier enthält die Novelle des EnWG wichtige Bausteine, insbesondere im Bereich der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff (hierzu unter 4.2.5.1). Bisherige Beschleunigungsmaßnahmen der Bundesregierung im Oster- und Sommerpaket liegen daneben in den Fachgesetzen mit Fokus auf die Energieerzeugung und den Energieimport. Gleichzeitig sind hier auch noch gesetzliche Entwicklungen durch das Planungs- und Beschleunigungspaket III (Herbstpaket) zu erwarten, das beispielsweise Regelungen zu einem bundeseinheitlichen Artenschutzstandard beinhalten soll, der für den Netzausbau ein wichtiger Hebel sein kann, allerdings im Bereich der Wasserstoffwirtschaft – vor dem Hintergrund des Ziels der Umwidmung von 80 % der Erdgasleitungen im bestehenden Trassenverlauf – eher nachrangig ist, da so nur wenige neue Trassenverläufe geschaffen werden müssen.

Eine weitere Möglichkeit zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren wäre die **Entfristung des Plancherstellungsgesetz**³⁰¹ (PlanSiG), das unter anderem für Verfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, nach dem Kreislaufwirtschaftsgesetz, dem Baugesetzbuch, dem Raumordnungsgesetz, dem Bundesberggesetz, dem Energiewirtschaftsgesetz, dem Wasserhaushaltsgesetz, dem Bundesnaturschutzgesetz und insbesondere dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung gilt (§ 1 S. 1 PlanSiG). Das Gesetz sieht eine **Digitalisierung** wesentlicher Verfahrensschritte vor, so beispielsweise die Bekanntmachung im Internet (§ 2 Abs. 1 S. 1 PlanSiG) und die Auslegung von Unterlagen im Internet statt einer physischen Auslegung (§ 3 Abs. 1 S. 1 PlanSiG) sowie die Durchführung eines Erörterungstermins als Online-Konsultation (§ 5 Abs. 2 PlanSiG).

Ein weiterer Faktor im Rahmen von planungs- und genehmigungsrechtlichen Verfahren ist die Dauer von **verwaltungsgerichtlichen Verfahren** in diesem Bereich, die sich aufgrund ihrer Komplexität und der verwaltungsgerichtlichen Struktur unter Umständen über Jahre hinziehen können. Dementsprechend ist es ebenso essenziell auch hier anzusetzen und Beschleunigungsinstrumente zu implementieren.

Ein wesentlicher Hebel im Bereich der verwaltungsgerichtlichen Verfahrensdauer ist die **Verkürzung des Instanzenzuges**. Gemäß § 48 VwGO ist das **Oberverwaltungsgericht (OVG)** bereits im ersten Rechtszug **sachlich zuständig** für Rechtsstreitigkeiten, die bestimmte Gebiete betreffen, darunter auch besonders **bedeutsame Infrastrukturvorhaben im Planfeststellungsverfahren**, wie etwa die Errichtung, der Betrieb und die Änderung von Anlagen zur Nutzung von Windenergie an Land mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 3a VwGO), Planfeststellungsverfahren **gemäß § 43 EnWG** (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 VwGO), Planfeststellungsverfahren für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Einrichtungen nach § 45 Abs. 1 WindSeeG (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 4a VwGO), Planfeststellungsverfahren nach § 68 Abs. 1 WHG für die Errichtung, die Erweiterung oder die Änderung von Häfen, die für Wasserfahrzeuge mit mehr als 1.350 Tonnen Tragfähigkeit zugänglich sind (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 11 VwGO) sowie Planfeststellungen und Zulassungen von Rahmen- und Hauptbetriebsplänen nach dem BBergG (§ 48 Abs. 1 S. 1 Nr. 13 und 14 lit. a und b VwGO). Damit fallen wesentliche Verfahren zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, die nach der Systematik der § 43I Abs. 1 S. 1 i.V.m. § 43 Abs. 1 S. 1 EnWG planfestgestellt werden, in die sachliche Zuständigkeit des OVG, was die Verkürzung des Instanzenzuges bedeutet und damit eine Beschleunigung des Rechtsschutzverfahrens. Die sachliche Zuständigkeit des **Bundesverwaltungsgerichts (BVerwG)** begründet sich nach

²⁹⁷ Vgl. *Deutscher Bundestag*, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagengenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, 2020, S. 4.

²⁹⁸ *Elsas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (264).

²⁹⁹ *Elsas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (263).

³⁰⁰ *Elsas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (264).

³⁰¹ Planungssicherstellungsgesetz vom 20. Mai 2020 (BGBl. I S. 1041), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 353) geändert worden ist.

§ 50 Abs. 1 VwGO und ist im Bereich des Energieinfrastrukturausbaus nach § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO insbesondere für Leitungen nach dem EnLAG, Leitungen nach § 43e Abs. 4 EnWG und Vorhaben nach § 54a WindSeeG begründet. Dementsprechend besteht eine sachliche Zuständigkeit des BVerwG maßgeblich lediglich für Verfahren zum Ausbau von Höchstspannungsleitungen. Hier wäre entsprechend noch Raum zur etwaigen Begründung einer weiteren Zuständigkeit. Dabei ist jedoch zu beachten, dass das BVerwG ohnehin überlastet ist und insoweit nur besonders spezifische Zuständigkeiten von hoher gesellschaftlicher Bedeutung zugewiesen werden sollen, da es maßgeblich als Revisionsinstanz und nicht als Tatsacheninstanz fungiert. Eine derart hohe gesellschaftliche Bedeutung kann für den Fall von Wasserstoffinfrastrukturvorhaben vor dem Hintergrund der Energie- und Klimakrise durchaus angenommen werden.

Ein Referentenentwurf³⁰² des Bundesministeriums der Justiz (BMJ) von August 2022 will hier weiter ansetzen und weitere Beschleunigungsregeln für verwaltungsgerichtliche Verfahren im Infrastrukturbereich aufnehmen. So soll ein Vorrang- und Beschleunigungsgebot eingeführt werden, durch das eine bevorzugte Behandlung gegenüber anderen Verfahren gewährleistet werden soll (Einfügung eines § 87c Abs. 1 VwGO-E). Außerdem ist die Möglichkeit einer gütlichen Beilegung des Rechtsstreits geplant (§ 87c Abs. 2 VwGO-E). Der Prozessstoff soll weiterhin begrenzt und damit das Verfahren gestrafft werden sowie Verfahren im einstweiligen Rechtsschutz so modifiziert werden (Einfügung eines § 80c Abs. 3 VwGO-E), dass schneller mit der Umsetzung von Vorhaben begonnen werden kann und zudem die Verwaltungsgerichtsbarkeit im Bereich der infrastrukturelevanten Vorhaben weiter spezialisiert werden (Einfügung § 188b VwGO-E, wonach für Angelegenheiten des Planungsrechts besondere Kammern oder Senate gebildet werden sollen - Planungskammern, Planungssenate -). Konkret soll beispielsweise auch eine sachliche Zuständigkeit des BVerwG (durch einen neuen Tatbestand in § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO-E) auch für Verfahren nach § 12 LNGG begründet werden. Außerdem soll eine materielle Präklusion in energierechtliche Gerichtsverfahren durch einen § 43e Abs. 3 EnWG-E zur Verfahrensstraffung eingeführt werden. Auch wenn damit eine Kürzung des Rechtsschutzes einhergeht, scheint die Verkürzung auf eine überregionale Entscheidungsinstanz vor dem Hintergrund der Größenordnung einiger Infrastrukturprojekte ebenfalls mit überregionalem Bezug sinnvoll.³⁰³

Gelingt die Verfahrensbeschleunigung, hat die Planfeststellung als neues Instrument im EnWG für reine Wasserstoffnetze einige **Vorteile**. Es bedarf insbesondere nur eines Antrags und der Vorhabenträger muss nicht selbstständig ermitteln, welche Einzelgenehmigung unter Umständen erforderlich sind und diese bei den jeweiligen Behörden erwirken. Die Instrumente der vorzeitigen Besitzeinweisung nach § 44b EnWG und die enteignungsrechtliche Vorwirkung nach § 45 EnWG haben erhebliche praktische Bedeutung.³⁰⁴ Insofern ist hier dringend ein **Ausbau der notwendigen personellen und technischen Kapazitäten** insbesondere auf staatlicher Seite erforderlich³⁰⁵, um den Zweck der gesetzlichen Regelungen, den Ausbau zu beschleunigen und Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen, nicht auf tatsächlicher Ebene zu unterlaufen. Insofern hängt der Ausbau der Infrastruktur nicht nur von den bundesgesetzlichen Vorgaben und Rahmenbedingungen ab, sondern **insbesondere auch von dem Grad der Ambition der Kommunen bei dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes**.³⁰⁶

Für den Leitungsneubau werden die Genehmigungsverfahren **ohne zusätzliche Beschleunigungsmaßnahmen**, die an diesen Verfahren selbst andocken und mit entsprechenden personellen und digitalen Ressourcen auf Behördenseite flankiert werden, die derzeitigen noch **üblichen langen Verfahrensdauern** in Anspruch nehmen. Sie können daher nach derzeitigem Stand

³⁰² *BMJ*, Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich vom 18.08.2022.

³⁰³ *Herzhoff*, Gesetzesentwurf zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich – Notwendige prozessuale Verschlankung oder Beschneidung von Rechtsschutzmöglichkeiten?, EnK-Aktuell 2022, 01055.

³⁰⁴ Vgl. auch *Langstädler*, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203 (210).

³⁰⁵ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 43I Rn. 15.

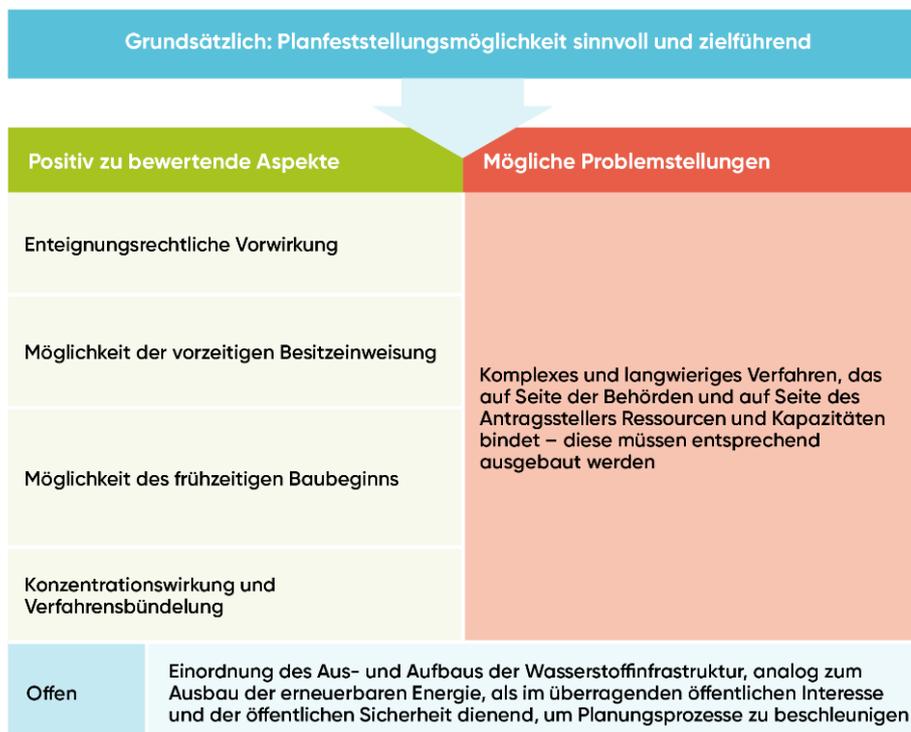
³⁰⁶ *Kment/Wenzel*, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, RdE 2022, 153 (165).

kaum zu einem kurzfristigen Auf- und Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur beitragen.³⁰⁷ Lediglich mit der (klarstellenden) Aufnahme von Wasserstoffleitungen in die Privilegierung des § 35 Abs.1 Nr.3 BauGB durch § 43 I Abs. 7 EnWG ist die **Errichtung und der Betrieb von Wasserstoffleitungen im oft relevanten Außenbereich erheblich erleichtert**.³⁰⁸ Hingegen ist vor dem Hintergrund der Systematik der §§ 28j Abs. 1 S. 1, 3 Nr. 39a, 46 Abs. 1 S. 1 EnWG nicht klar, ob die §§ 46 ff. EnWG auch auf Wasserstoffleitungen außerhalb eines Wasserstoffnetzes Anwendung finden können. Um den Markthochlauf effektiv zu begleiten, sollte eine entsprechende Anwendung jedoch stattfinden. Hier ist gegebenenfalls eine **Klarstellung notwendig**.

Im Gegensatz zu Erneuerbaren-Energien-Anlagen ist **Wasserstoffinfrastruktur nicht im überragenden öffentlichen Interesse** (vgl. auch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz³⁰⁹ (NABEG) und das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen³¹⁰ (EnLAG).

*Um den **notwendigen Aus- und Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur** und die damit verbundenen Planungs- und Genehmigungsverfahren weiter zu **beschleunigen**, schlägt auch der Nationale Wasserstoffrat vor, **den Aus- und Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur, analog zum Ausbau der erneuerbaren Energie, als im überragenden öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit dienend zu klassifizieren**.*³¹¹

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die dargestellten Punkte.



³⁰⁷ Elspas/Lindau/Ramsauer, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (266).

³⁰⁸ Elspas/Lindau/Ramsauer, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (265).

³⁰⁹ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist.

³¹⁰ Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 3 des Gesetzes vom 2. Juni 2021 (BGBl. I S. 1295) geändert worden ist.

³¹¹ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 5.

Abbildung 7: Bewertung der Planfeststellungsmöglichkeit für reine Wasserstoffnetze

Quelle: eigene Darstellung

4.2.5.3 Speicher

Hinsichtlich der Speicherinfrastruktur ergeben sich die folgenden Aspekte:

Die energierechtliche **Einordnung von Wasserstoffspeichern** unter den planfeststellungspflichtigen Begriff der **Großspeicher** ist nicht klar. Hier sollte eine **Klarstellung** erfolgen.

Der Wortlaut des § 1 S. 1 Nr. 6a lit. a **UVP-V Bergbau – nur auf Erdgas anwendbar** – schafft beispielsweise Rechtsunsicherheit hinsichtlich einer potenziellen Planfeststellungspflichtigkeit für Wasserstoffkavernenspeicher nach dem Bergbaurecht. Hier wäre eine **Klarstellung sinnvoll**.

Bislang ist die **Umstellung von Erdgasspeichern auf Wasserstoff** (sowohl unterirdisch als auch oberirdisch) **nicht** ähnlich der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff **privilegiert**. Noch ist dies angesichts der noch sehr geringen gehandelten Mengen von Wasserstoff wohl auch nicht dringlich. Gleichwohl sollte hier langfristig eine ähnliche Privilegierung eingeführt werden, um auch in der nächsten Phase einen zügigen Aufbau der Infrastruktur zu ermöglichen. Zwischenzeitlich könnte die **Erstellung von technischen Leitfäden** zur Umstellung von oberirdischen Erdgasspeichern auf Wasserstoff den Genehmigungsprozess der Änderungsgenehmigung für sowohl Behörden als auch Vorhabenträger erheblich vereinfachen.

4.2.5.4 Terminals

Im Bereich der Importterminalstruktur sind insbesondere **artenschutzrechtliche Kollisionen** zu erwarten, zumindest dort, wo erhebliche Umbaumaßnahmen der Hafeninfrastuktur erforderlich sind. Hier wird insbesondere relevant, inwieweit die nach dem LNGG geplanten stationären Importterminals, für die einige planungsrechtliche Beschleunigungsinstrumente bereits gelten, für den Import grüner Wasserstoffderivate umgerüstet werden können. Dann könnte unter Umständen ein erheblicher Teil der bestehenden und in Planung befindlichen **Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff umgerüstet** werden, sodass eher im Bereich der Umrüstung die Beschleunigungsmaßnahmen anzusiedeln sind, wie etwa auch durch die Schaffung des § 43I EnWG bereits geschehen.

4.3 Gefahrguttransport via Straße, Schiene und Schiff

Der Transport von Wasserstoff insbesondere in flüssigem Aggregatzustand und von Wasserstoffderivaten (beispielsweise Ammoniak und Methanol) kann auch durch nicht leitungsgebundenen Transport über Straße, Schiene und Wasserwege erfolgen. Hier sind insbesondere Regelungen aus dem **Gefahrgutbeförderungsrecht** einschlägig. Der Transport ist engmaschig durch international harmonisierte Vorschriften geregelt, die für den inländischen und EU-Binnenverkehr durch nationale Rechtsverordnungen direkt anwendbar sind. Im Folgenden werden die einschlägigen Vorschriften und ihren wesentlichen Inhalt dargestellt, beginnend mit der einschlägigen Gefahrgutklassifizierung.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die jeweils möglicherweise anwendbaren gefahrgutrechtlichen Vorschriften je nach Transportmodalität.

Transportart	Internationales Recht	Nationales Recht	EU-Recht
Gemeinsame Vorschriften	UN Orange Book	GGBefG GGVSEB RSEB ODV GbV	Richtlinie 2008/68/EG Richtlinie 2010/35/EU
Straße	ADR 28. ADR-AusnV	GGVSEB (Straße) RSEB (Straße) GGKontrollV	Richtlinie 2008/68/EG Anhang I Richtlinie 2016/2309 Richtlinie 2008/68/EG
Eisenbahn	RID 3. RID-AusnV	GGVSEB (Schiene) RSEB (Schiffe)	Anhang II Richtlinie 2016/2309
Binnenschifffahrt	ADN 8. ADN-AusnV ADR 28. ADR-AusnV RheinSchuO	GGVSEB (Schiffe) RSEB (Schiffe) BinSchUO BinSchStrO RheinSchPV MoselSchPV DonauSchPV SeeAufgG SeeSchStrO	Richtlinie 2008/68/EG Anhang III Richtlinie 2016/2309 Richtlinie (EU) 2016/1629
Seeschifffahrt	SOLAS Convention IMDG-Code IGC Code Interim Recommendations for the Carriage of Liquefied Hydrogen IBC Code MARPOL	GGVSee SchiffSichG GGVSEB	

Tabelle 9: Überblick gefahrgutrechtliche Vorschriften.

Quelle: eigene Darstellung

4.3.1 Internationale Gefahrgutklassifizierung

Die Anwendbarkeit der gefahrgutrechtlichen Vorschriften hängt insbesondere von der gefahrgutrechtlichen **Klassifizierung** ab. Hierzu haben die Vereinten Nationen (UN) *Empfehlungen für die Beförderung gefährlicher Güter – Handbuch über Prüfungen und Kriterien* (Orange Book³¹²) herausgegeben, die die standardisierte Basis für internationale und durch die Harmonisierung damit auch nationale Vorschriften für die Transportwegen auf der Straße, Schiene und in der internationalen Seeschifffahrt sind. Im Anhang des Orange Books sind alle gefährlichen Güter aufgelistet, mit UN-Nummern versehen und in 9 Kategorien eingeteilt. Dieses Klassifizierungssystem zieht sich durch das gesamte Gefahrguttransportrecht. Wasserstoff fällt dabei in die Klasse 2 der Gase, in der Unterklasse 2.1 für entflammbare Gase, ebenso Ammoniak, das als giftiges Gas wiederum in Klasse 2.3 fällt. Methanol fällt in Klasse 3 der entflammbaren Flüssigkeiten. Die Klasse bestimmt dann die entsprechenden anwendbaren technischen Vorschriften, insbesondere hinsichtlich Transportmodalität (etwa Tanks oder Gasdruckpatronen) und Verpackungen (besondere Verpackungsanweisungen).

Je nach Aggregatzustand, fällt Wasserstoff unter unterschiedliche UN-Nummern und damit auch unterschiedlichen technischen Vorschriften. Die folgende Tabelle führt die entsprechende Klassifizierung auf:

UN-Nr.	Klasse	Klassifizierungscode
--------	--------	----------------------

³¹² Letzte Auflage 2019.

Flüssiger Wasserstoff	1966	2.1	3 F
Wasserstoff verdichtet	1049	2.1	1 F
Wasserstoff in einem Metallhydrid Speichersystem	3468	2	1 F
Ammoniak	1005	2.3	2TC
Ammoniak, tiefgekühlt	9000	2.3	TC
Methanol	1230	3	FT1

Tabelle 10: Gefahrgutrechtliche Einstufung Wasserstoff, Ammoniak, Methanol

Quelle: eigene Darstellung

4.3.2 Überblick der gefahrgutrechtlichen Vorschriften

4.3.2.1 Internationales Recht

In den internationalen Übereinkommen ADR³¹³, RID³¹⁴ und ADN³¹⁵ sind einheitliche Vorschriften für die grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter via Straße, Schiene und Binnenschiffen festgelegt. Diese Vorschriften finden gleichermaßen Anwendung auf die innerstaatliche Beförderung, um die Bedingungen für die Beförderung gefährlicher Güter gemeinschaftsweit zu harmonisieren und das reibungslose Funktionieren des Verkehrsbinnenmarkts zu gewährleisten.³¹⁶ Sie

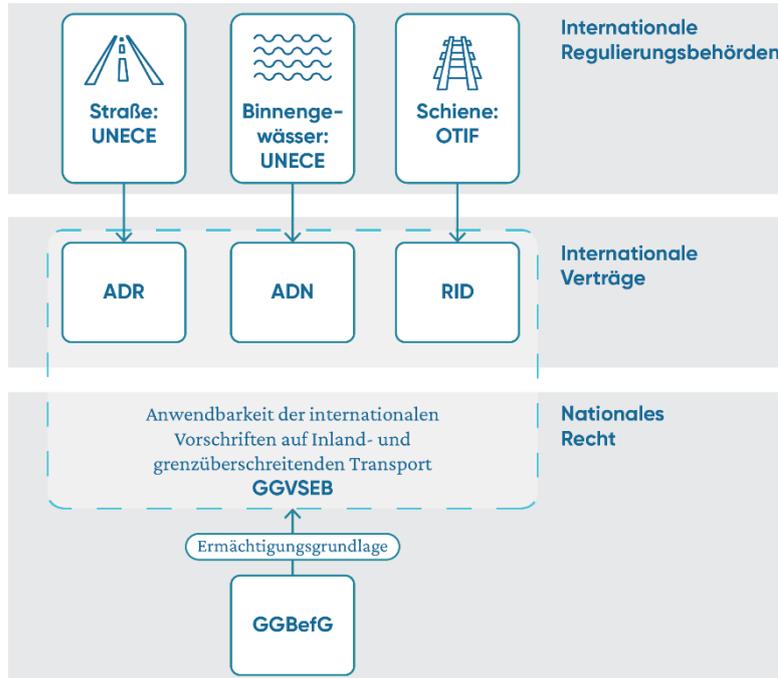
³¹³ Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, das am 30. September 1957 in Genf geschlossen wurde, in der geltenden Fassung.

³¹⁴ Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter, die Anhang C des am 3. Juni 1999 in Vilnius geschlossenen Übereinkommens über den internationalen Eisenbahnverkehr (COTIF) bildet, in der geltenden Fassung.

³¹⁵ Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen, das am 26. Mai 2000 in Genf geschlossen wurde, in der geltenden Fassung.

³¹⁶ Vgl. Erwägungsgrund 5 der Richtlinie 2008/68/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. September 2008 über die Beförderung gefährlicher Güter im Binnenland.

finden über europäische Richtlinien, und nationale Verordnungen direkte Anwendung sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene und enthalten detaillierte Vorschriften zu Sicherheitsanforderungen, Kennzeichnungspflichten, technischen



Parametern, Bauvorschriften, Verpackungsanforderungen und beispielsweise Tunnelbeschränkungen für den Transport im Straßenverkehr (ADR). Im Prinzip fungieren die Vorschriften als **sicherheitstechnische Anleitung** für den Gefahrguttransport, die gleichermaßen gewisse Einschränkungen dort enthalten, wo es aus Sicherheitsgründen notwendig erscheint. Etwa ergibt sich aus ADR/ADN/RID, dass tiefgekühltes Ammoniak (UN Nr. 9000) nur auf Binnenschiffen und nicht auf der Straße oder Schiene transportiert werden darf. Die folgende Abbildung stellt das gefahrgutrechtliche System für Straße, Schiene und Binnenschifffahrt dar.

Abbildung 8: Gefahrgutrechtliche Systematik für Straße, Schiene und Binnenschifffahrt

Quelle: IKEM, HySupply, 2022.

Für den **internationalen Transport auf Seeschiffen** außerhalb von Binnengewässern gilt ein etwas anderes Regelungsregime. So ist grundsätzlich das Internationale Übereinkommen von 1974 zum Schutz des menschlichen Lebens auf See (SOLAS) auf alle Schiffe unter der Flagge der Vertragsstaaten (hierunter auch Deutschland) und Vorschriften der Internationalen Seeschiffahrtsorganisation (IMO) anwendbar. Für den Transport in Versandstücken gilt der „International Maritime Dangerous Goods Code“ (IMDG). Für den Transport auf Gastankern (Ammoniak, Wasserstoff) der „International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk“ (IGC Code) und für Flüssigtanker (Methanol) International Code for the Construction and Equipment of Ships carrying Dangerous Chemicals in Bulk (IBC-Code). Der IMDG Code ist in Aufbau und Inhalt an ADR/ADN/RID angelehnt und lediglich auf die unterschiedlichen Anforderungen des Transports auf Seeschiffen angepasst. Im Fall des Transports von Flüssigkeiten (etwa Methanol) müssen unter Umständen auch Anforderungen des Internationalen Übereinkommens zur Verhütung der Meeresverschmutzung durch Schiffe (MARPOL) eingehalten werden. Über die Verordnung über die Beförderung gefährlicher Güter mit Seeschiffen³¹⁷ (GGVSee) finden die Vorschriften direkt Eingang in nationales Recht. Die folgende Abbildung stellt die entsprechende Systematik dar.

³¹⁷ Gefahrgutverordnung See in der Fassung der Bekanntmachung vom 21. Oktober 2019 (BGBl. I S. 1475), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2510) geändert worden ist.

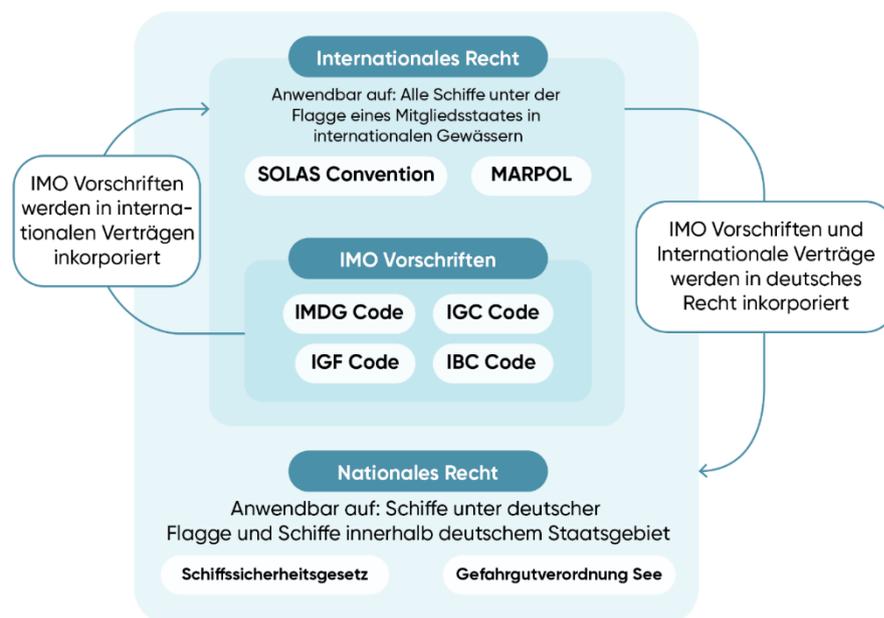


Abbildung 9: Gefahrgutrechtliche Systematik für Seeschifffahrt

Quelle: IKEM, HySupply, 2022.

4.3.2.2 EU-Recht

Die **Gefahrgutrichtlinie**³¹⁸ der Europäischen Union gilt für die Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (Anhang I), mit der Eisenbahn (Anhang II) oder auf Binnenwasserstraßen (Anhang III) innerhalb eines Mitgliedstaats oder von einem Mitgliedstaat in einen anderen, einschließlich der vom Anhang erfassten Tätigkeiten des Ein- und Ausladens der Güter, des Umschlags auf einen oder von einem anderen Verkehrsträger sowie der transportbedingten Aufenthalte, Art. 1 Abs. 1 Gefahrgutrichtlinie. Die Vorschriften der Richtlinie wurden 2016 an den wissenschaftlichen und technischen Fortschritt angepasst.³¹⁹ Gefährliche Güter dürfen im Anwendungsbereich der Richtlinie nicht befördert werden, soweit das durch Anhang I Abschnitt I.1, Anhang II Abschnitt II.1 oder Anhang III, Abschnitt III.1 untersagt ist, Art. 3 Abs. 1 Gefahrgutrichtlinie. Über die Anhänge finden jeweils die ADR (Anhang I), die RID (Anhang II) und die ADN (Anhang III) Eingang in das europäische Recht und sind somit materieller Teil der Richtlinie. Grundsätzlich ist die Beförderung gefährlicher Güter bei Einhaltung der dort jeweils festgelegten Bedingungen zulässig, Art. 3 Abs. 2 Gefahrgutrichtlinie. Art. 6 Gefahrgutrichtlinie ermöglicht es den Mitgliedstaaten, Ausnahmen unter bestimmten Bedingungen zuzulassen.

Die **Richtlinie über ortsbewegliche Druckgeräte**³²⁰ (OD-RL) enthält ausführliche Vorschriften für ortsbewegliche Druckgeräte, Art. 1 Abs. 1 OD-RL und gilt für alle ortsbeweglichen Druckgeräte gemäß Art. 2 Abs. 1 OD-RL. Danach sind ortsbewegliche Druckgeräte alle **Druckgefäße, Tanks, Batteriefahrzeuge/-wage, Gascontainer** mit mehreren Elementen (bezeichnet als Multiple-Element Gas Container oder MEGC) und gegebenenfalls ihre Ventile und andere Zubehörteile gemäß Kapitel 6.2 der Anhänge der Gefahrgutrichtlinie, sofern sie für die Beförderung von Gasen der Klasse 2 oder für die Beförderung der in Anhang I genannten gefährlichen Stoffe anderer Klassen verwendet werden, und auch Gaspatronen mit der UN-Nr. 2037 und

³¹⁸ Richtlinie 2008/68/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. September 2008 über die Beförderung gefährlicher Güter im Binnenland.

³¹⁹ Richtlinie (EU) 2016/2309 der Kommission vom 16. Dezember 2016 zur vierten Anpassung der Anhänge der Richtlinie 2008/68/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Beförderung gefährlicher Güter im Binnenland an den wissenschaftlichen und technischen Fortschritt.

³²⁰ Richtlinie 2010/35/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Juni 2010 über ortsbewegliche Druckgeräte und zur Aufhebung der Richtlinien des Rates 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/527/EWG und 1999/36/EG.

offene Kryo-Behälter (Art. 2 Nr. 1 OD-RL). Sie wird auf nationaler Ebene umgesetzt durch die Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung³²¹ (ODV).

Die **Verordnung über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen**³²² (CLP-VO) stuft gleichermaßen Gefahrstoffe im Rahmen eines europäisch harmonisierten Klassifizierungssystems ein, auf das dann verschiedene europäische und nationale Vorschriften in diesem Regelungsbereich Bezug nehmen. Sie enthält – wie der Titel indiziert – Vorschriften zur Verpackung und Kennzeichnung von gefährlichen Stoffen und stuft diese ein. Die Einstufungen von Wasserstoff, Ammoniak und Methanol sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

	Index-Nr.	CAS-Nr.	Gefahrenklasse	Piktogramm	Gefahrencode
Wasserstoff	001-001-00-9	1333-74-0	Flam. Gas 1	GHS02	
			Press. Gas	GHS04	H220
				Dgr	
Ammoniak	007-001-00-5	7664-41-7	Flam. Gas 2	GHS04	H221
			Press. Gas	GHS06	H331
			Acute Tox. 3 *	GHS05	H314
			Skin Corr. 1B	GHS09	H400
			Aquatic Acute 1	Dgr	
Methanol	603-001-00-X	67-56-1	Flam. Liq. 2		H225
			Acute Tox. 3 *	GHS02	H331
			Acute Tox. 3 *	GHS06	H311
			Acute Tox. 3 *	GHS08	H301
				Dgr	
			STOT SE 1		H370

Tabelle 11: Einstufung Wasserstoff, Ammoniak, Methanol nach der CLP-VO

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage der CLP-VO.

Für die Gefahrgutbeförderung auf **Binnengewässern auf Binnenschiffen** gilt auf europäischer Ebene zudem insbesondere die Binnenschiff-Richtlinie³²³ (BinnSchiff-RL), mit der die technischen Vorschriften für Binnenschiffe festgelegt werden, die ein ausreichendes Sicherheitsniveau gewährleisten können (Art. 1 lit. a BinnSchiff-RL). Zentral auf europäischer Ebene ist zudem der Europäische Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe³²⁴ (ES-TRIN), herausgegeben durch den Europäi-

³²¹ Ortsbewegliche-Druckgeräte-Verordnung vom 29. November 2011 (BGBl. I S. 2349), die durch Artikel 491 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist.

³²² Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006.

³²³ Richtlinie (EU) 2016/1629 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. September 2016 zur Festlegung technischer Vorschriften für Binnenschiffe, zur Änderung der Richtlinie 2009/100/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 2006/87/EG.

³²⁴ CESNI, ES-TRIN, 2015/1.

schen Ausschuss zur Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI). ES-TRIN hat keine direkte Rechtsverbindlichkeit, sondern bedarf der Implementierung durch formelle Gesetze. Auf nationaler Ebene setzt die Verordnung über die Schiffssicherheit in der Binnenschifffahrt³²⁵ (BinSchUO) sowohl europäisches Recht um und regelt zudem die Anwendbarkeit von ES-TRIN (§ 1 Abs. 2 BinSchUO).

4.3.2.3 Nationales Recht

Das **Gefahrgutbeförderungsgesetz**³²⁶ (GGBefG) gilt für die Beförderung gefährlicher Güter mit Eisenbahn-, Straßen-, Wasser und Luftfahrzeugen sowie für das Herstellen, Einführen und Inverkehrbringen von Verpackungen, Beförderungsbehältnissen und Fahrzeugen für die Beförderung gefährlicher Güter, § 1 Abs. 1 S. 1 GGBefG. Gefährliche Güter im Sinne des GGBefG sind alle Stoffe und Gegenstände, von denen auf Grund ihrer Natur, ihrer Eigenschaften oder ihres Zustandes im Zusammenhang mit der Beförderung Gefahren für die öffentliche Sicherheit oder Ordnung, insbesondere für die Allgemeinheit, für wichtige Gemeingüter, für Leben und Gesundheit von Menschen sowie für Tiere und Sachen ausgehen können, § 2 Abs. 1 GGBefG. Dabei umfasst Beförderung nicht nur den Vorgang der Ortsveränderung, sondern auch die Übernahme und die Ablieferung des Gutes sowie zeitweilige Aufenthalte im Verlauf der Beförderung, Vorbereitungs- und Abschlusshandlungen (Verpacken und Auspacken der Güter, Be- und Entladen), Herstellen, Einführen und Inverkehrbringen von Verpackungen, Beförderungsmitteln und Fahrzeugen für die Beförderung gefährlicher Güter, § 2 Abs. 2 S. 1 GGBefG. Ein zeitweiliger Aufenthalt im Verlauf der Beförderung liegt vor, wenn dabei gefährliche Güter für den Wechsel der Beförderungsart oder des Beförderungsmittels (Umschlag) oder aus sonstigen transportbedingten Gründen zeitweilig abgestellt werden, § 2 Abs. 2 S. 2 GGBefG. Neben diesen Begriffsbestimmungen enthält das GGBefG die Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen (§ 3 GGBefG; insbesondere die Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt³²⁷ (GGVSEB)) und allgemeine Ausnahmen durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) ebenfalls mittels Rechtsverordnung (§ 6 GGBefG). Es regelt die entsprechenden behördlichen Zuständigkeiten und enthält außerdem mit § 10 GGBefG einen Ordnungswidrigkeitstatbestand sowie in § 11 GGBefG einen Straftatbestand bei vorsätzlicher oder fahrlässiger Zuwiderhandlung bestimmter durch das GGBefG und auf dessen Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen geregelten Vorschriften (insbesondere § 37 GGVSEB).

Die **GGVSEB** regelt dann detaillierter die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung einschließlich der Beförderung von und nach Mitgliedstaaten der Europäischen Union (innergemeinschaftliche Beförderung) gefährlicher Güter im Straßenverkehr, im Schienenverkehr und mit der Binnenschifffahrt, § 1 Abs. 1 GGVSEB. Nach § 3 GGVSEB ist diese nur zugelassen, wenn sie unter der **Einhaltung der jeweils anwendbaren Vorschriften der ADR/ADN/RID und Anhang 2 GGVSEB** erfolgt, der Einschränkungen zu der ADR/ADN/RID enthält. § 2 GGVSEB normiert die relevanten Begriffsbestimmungen insbesondere zur Definition der **Transportbeteiligten** (etwa Absender, Auftraggeber, Verloader oder Verpacker), für die die **§§ 17 ff. GGVSEB spezielle Pflichten** normieren.

Gemäß § 35 Abs. 1 i.V.m. § 35b GGVSEB gilt insbesondere der **Verlagerungsgrundsatz**, wonach die in § 35b genannten gefährlichen Güter in dem dort festgelegten Rahmen auf dem **Eisenbahn** oder **Wasserweg** befördert werden, sofern der Verloader und der Befüller am Beginn und der Entlader am Ende der Beförderung über einen dafür **geeigneten Gleis- oder Hafenananschluss** verfügen, die Beförderung auf dem Eisenbahn- oder Wasserweg **durchführbar** ist und die gesamte Beförderungsstrecke im Geltungsbereich dieser Verordnung **mehr als 200 Kilometer** beträgt. Subsidiär sind Güter in dem in § 35b GGVSEB im **multimodalen Verkehr** zu befördern, sofern die gesamte Beförderungsstrecke im Geltungsbereich dieser Verordnung **mehr als 400 Kilometer** beträgt und die Beförderung auf dem größeren Teil der Strecke mit der Eisenbahn oder dem Schiff durchgeführt werden kann. Gemäß § 35 Abs. 3 GGVSEB gilt der Verlagerungsgrundsatz **nicht**, wenn die Entfernung auf dem **Eisenbahn- oder Wasserweg** mindestens **doppelt so groß** ist wie die **tatsächliche Entfernung** auf der Straße. Im multimodalen Verkehr ist die Entfernung im Vor- und Nachlauf auf der Straße mit einzubeziehen.

Für die **Beförderung im Straßenverkehr** gilt § 35a GGVSEB, wonach Beförderungen von in § 35b genannten gefährlichen Gütern, in dem dort festgelegten Rahmen auf **Autobahnen** durchzuführen sind. Das gilt ebenfalls nur dann nicht, wenn die

³²⁵ Binnenschiffsuntersuchungsordnung vom 21. September 2018 (BGBl. I S. 1398, 2032), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 5. Januar 2022 (BGBl. I S. 2) geändert worden ist.

³²⁶ Gefahrgutbeförderungsgesetz vom 6. August 1975 (BGBl. I S. 2121), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2510) geändert worden ist.

³²⁷ Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. März 2021 (BGBl. I S. 481), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 5 des Gesetzes vom 2. Juni 2021 (BGBl. I S. 1295) geändert worden ist.

Entfernung bei Benutzung der Autobahn mindestens doppelt so groß ist wie die Entfernung bei Benutzung anderer geeigneter Straßen, oder die Benutzung der Autobahn nach den Vorschriften der Straßenverkehrs-Ordnung oder der Ferienreiseverordnung ausgeschlossen oder beschränkt ist. Gemäß § 35a Abs. 3 S. 1 GGVSEB erfolgt für den Transport auf der Straße außerhalb von Autobahnen eine **Fahrwegbestimmung** (ggf. durch Allgemeinverfügung). Die Beförderung darf nur erfolgen, wenn eine solche Fahrwegbestimmung erteilt wurde, § 35a Abs. 4 S. 1 GGVSEB.

Wasserstoff als entzündbares Gas (Buchstabe F im Klassifizierungscode) der Klasse 2 fällt unter die lfd. Nr. 2 der Tabelle zu § 35b GGVSEB. Ammoniak als giftiges Gas (Klassifizierungscode TC) der Klasse 2 fällt unter die lfd. Nr. 3 der Tabelle zu § 35b GGVSEB. In beiden Fällen gelten die §§ 35, 35a GGVSEB nur für die Beförderungen in Tanks ab einer bestimmten Mengenschwelle (**Wasserstoff 9000 kg Nettomasse** und **Ammoniak 1000 kg Nettomasse**) und damit **nicht für die Beförderung in Versandstücken** (etwa Gaspatronen). Für Wasserstoff enthält § 35c Abs. 1 GGVSEB Ausnahmen von der Anwendbarkeit der §§ 35, 35a GGVSEB, wenn bestimmte Tanks (etwa Doppelwandtanks) verwendet werden, die ein gewisses Sicherheitsniveau gewährleisten, sowie den Ausschluss der Anwendbarkeit von § 35 Abs. 2 GGVSEB für flüssigen Wasserstoff, für den damit der multimodale Transportvorrang nicht gilt.

Methanol als sowohl leicht entzündbare und giftige Flüssigkeit (Klassifizierungscode FT1) der Verpackungsgruppe II fällt unter die lfd. Nr. 4 der Tabelle zu § 35b GGVSEB. Es gilt damit für die Beförderung ab **6000 Litern Methanol in Tanks nur § 35a GGVSEB** und ebenfalls nicht für die Beförderung in Versandstücken. Der weite Verlagerungsgrundsatz ist damit auf den Transport von Methanol nicht anzuwenden, lediglich der Nutzungsvorrang von Autobahnen und die Fahrwegbestimmung. § 35c Abs. 3 GGVSEB enthält **Ausnahmen** für die Anwendbarkeit von § 35f GGVSEB für die Beförderung von Methanol, wenn bestimmte technische Parameter eingehalten werden (etwa die Verwendung von Doppelwandtanks), die ein gewisses Sicherheitsniveau gewährleisten.

Sofern der Verlagerungsgrundsatz gemäß den oben dargestellten Voraussetzungen grundsätzlich gilt, bedarf es für die Beförderung auf der Straße einer **schriftlichen oder elektronischen Bescheinigung**, § 35 Abs. 4 S. 1 GGVSEB, dass die in § 35 Abs. 1 und 2 GGVSEB normierten Anforderungen nicht eingehalten werden können, weil die entsprechenden Voraussetzungen nicht vorliegen. Eine solche Bescheinigung wird auf **Antrag** durch das **Eisenbahn-Bundesamt** oder die **Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt** ausgestellt.

Für jedes Unternehmen, dessen Tätigkeit die Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, auf der Schiene, auf schiffbaren Binnengewässern und mit Seeschiffen umfasst gilt zudem die Gefahrgutbeauftragtenverordnung³²⁸ (GbV). Sobald ein Unternehmen an der Beförderung gefährlicher Güter beteiligt ist und ihm Pflichten als Beteiligter in der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt oder in der Gefahrgutverordnung See zugewiesen sind, muss es mindestens einen Sicherheitsberater für die Beförderung gefährlicher Güter (**Gefahrgutbeauftragter**) schriftlich bestellen.

Richtlinien zur Durchführung der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB) und weiterer gefahrgutrechtlicher Verordnungen (**RSEB**) sollen eine einheitliche Anwendung und Umsetzung der gefahrgutrechtlichen Vorschriften gewährleisten. Zu diesem Zweck enthalten sie Anwendungsempfehlungen für die GGVSEB, ADR, ADN und RID und beispielsweise Vorlagen für Zulassungsanträge.

4.3.3 Hemmnisanalyse

Aus dem gefahrgutrechtlichen Rahmen können sich Hemmnisse ergeben, wenn dort der rechtliche Rahmen für die Zulassung von neu entwickelten Behältnissen für die dargestellten Wasserstoffträgermedien fehlt. Dann können unter Umständen wichtige Zulassungen fehlen oder sich hieraus Planungsunsicherheit für Vorhabenträger ergeben. Aus gefahrgutrechtlichen Tunnelbeschränkungen ergeben sich Probleme hinsichtlich der Routenoptionen, gleichermaßen aus dem Verlagerungsgrundsatz. Insoweit ist es essenziell, den gefahrgutrechtlichen Rahmen eng an den technologischen Innovationen entlang anzupassen.

³²⁸ Gefahrgutbeauftragtenverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 11. März 2019 (BGBl. I S. 304), die durch Artikel 3 der Verordnung vom 26. März 2021 (BGBl. I S. 475) geändert worden ist.

4.4 Energierechtlicher Regulierungsrahmen

Im Rahmen der regulierungsrechtlichen Begleitung des Markthochlaufes für Wasserstoff liegt die besondere Herausforderung darin, **Aufsichtsstrukturen** für einen Monopolbereich **parallel** zu dem **Netzaufbau** (4.2.1) und dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft insgesamt zu **etablieren**.³²⁹ In Abgrenzung zum Kartellrecht, welches versucht einen natürlich entstehenden Wettbewerb vor Verfälschung zu schützen, dient das Regulierungsrecht im Energiesektor dazu, den Wettbewerb erst zu gestalten und einzurichten.³³⁰ Regulierung meint letztlich die Herstellung eines **konstruierten und sozialpflichtigen Wettbewerbs**.

Die Gestaltung des Regulierungsregimes ist für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft von zentraler Bedeutung: Stehen regulierungsrechtliche Vorgaben der Entstehung eines funktionstüchtigen Wettbewerbs entgegen, besteht die Gefahr, dass die Marktteilnehmenden von Investitionen in den Aufbau und Betrieb eines zukünftigen Wasserstoffnetzes Abstand nehmen. Ausdrückliche Vorgaben zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze haben bereits Eingang ins EnWG gefunden. Die bestehenden Vorgaben sind derweil als Übergangsregelungen ausgestaltet. Dies liegt nicht zuletzt darin begründet, dass die sich noch in der Entstehung befindenden europäischen Vorgaben für die Etablierung eines zukünftigen europäischen und nationalen Wasserstoffmarktes maßgeblich sein werden.

Für das Verständnis des aktuellen, wie auch eines möglichen zukünftigen Regulierungsregimes für Wasserstoffnetze können die bestehenden Regelungen für den Gasmarkt als Ausgangspunkt dienen. Aus diesem Grund werden im folgenden Kapitel in einem ersten Schritt die Struktur und Funktionsweise des von europäischen Vorgaben geprägten deutschen Gasmarktes skizziert (3.4.1.), bevor der regulierungsrechtliche Rahmen für die anteilige Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz unter Einbezug aktueller europäischer Vorschläge beleuchtet wird (3.4.2). Anschließend wird die Rechtslage im Hinblick auf reine Wasserstoffnetze ausgewertet (3.4.3.). Die nationale Rechtslage wird dabei in der Zusammenschau mit den unter diesem Gesichtspunkt untersuchten Entwürfen der Kommission dargestellt. Darauf aufbauend werden die wesentlichen Unterschiede des nationalen und des vorgeschlagenen europäischen Rechtsrahmens aufgezeigt (3.4.4), bevor der Rechtskomplex auf Hemmnisse untersucht wird (3.4.5).

4.4.1 Gasmarkt und Regulierung

Die zentralen Funktionen der Gaswirtschaft umfassen Produktion bzw. Import, Transport und Endverteilung von Gas.³³¹ Gas wird in Deutschland aktuell vor allem in der Wärmeversorgung und in der industriellen Energieanwendung eingesetzt. Darüber hinaus spielt es aber auch eine große Rolle in der Stromerzeugung. Zusammengenommen messen die Leitungen des Gasnetzes ca. 596.100 km.³³² Der weit überwiegende Teil des transportierten Gases ist Erdgas, auch wenn die Verwendung von Biomethan zunimmt. Deutschland kann durch heimische Erdgasförderung nur einen Bruchteil seines Bedarfs decken, weshalb eine hohe Abhängigkeit von Importen besteht. Ebenso wie der Strommarkt wird der deutsche Gasmarkt im Wesentlichen durch europarechtliche Vorgaben reguliert. Seit 2006 ist er rechtlich an den Strommarkt angepasst, seit 2009 werden Erdgashandel, Gasspeicher, Kundenvertrieb und staatlich regulierte Netze getrennt bewirtschaftet.³³³ In den Vorgaben des zentralen Regelwerks EnWG kommt zum Ausdruck, dass die liberalisierte Energieversorgung in Deutschland mit einer **Gewährleistungsverantwortung des Staates** einhergeht. Diese Gewährleistungsverantwortung hat zur Folge, dass der Staat durch Einflussnahme sicherstellt, dass die Akteure des Energiemarkts die Aufgabe der günstigen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung erfüllen.³³⁴

³²⁹ BT-Drs. 19/27453, S. 118. Dementsprechend muss auch der Zweck der Regulierung von den Zielen von Förderinstrumenten (4.6.3) abgegrenzt werden.

³³⁰ Franzius, Infrastrukturen zwischen Regulierung und Planung, Herausforderungen des Energie-Infrastrukturrechts, EnWZ 2022, 302 (302).

³³¹ Theobald/Schneider, Recht der Energiewirtschaft, 2021, § 1 Rn. 13.

³³² Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 235.

³³³ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 235, 237.

³³⁴ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 199.

4.4.1.1 Netzstruktur

Hilfreich für das Verständnis der Funktionsweise des deutschen Gasmarktes ist ein Überblick über die Struktur der Gasnetze bzw. des Gasversorgungsnetzes.³³⁵ Gasversorgungsnetze umfassen nach § 3 Nr.20 EnWG *alle Fernleitungsnetze, Gasverteilernetze, LNG-Anlagen oder Gasspeicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden, einschließlich Netzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden, und der Anlagen verbundener Unternehmen, ausgenommen sind solche Netzteile oder Teile von Einrichtungen, die für örtliche Produktionstätigkeiten verwendet werden.*

Wesentlich ist es, zwischen Fernleitungsnetzen und Gasverteilernetzen zu unterscheiden. Beide Begriffe sind im EnWG nicht legaldefiniert, können jedoch u.a. von den jeweiligen Legaldefinitionen der Netzbetreiber abgeleitet werden. Als **Fernleitungsnetze** gelten somit Netze, *die im Hochdruckbereich Gas zwischen Ballungszentren und Regionen fernleiten und damit die Versorgung in den nachgelagerten Verteilnetzen ermöglichen. Diese Netze stellen auch die Verbindung zu den großen Gaspipelines aus Ost- und Nordeuropa zu den Flüssiggasterminals an den Häfen her, §§ 3 Nr. 5, 3 Nr. 19 EnWG.*³³⁶ Fernleitungsnetze zählen zu den Transportnetzen nach § 3 Nr.31 f EnWG. **Gasverteilernetze** können ausgehend von § 3 Nr. 8 und Nr. 37 EnWG definiert werden als *alle Gasversorgungsnetze, die ausgehend vom Netzknoten mit den Fernleitungsnetzen die Verteilung des Gases in niedrigeren Druckbereichen an die breite Masse der Letztverbraucher bewerkstelligen*³³⁷. Einen Sonderfall stellen die sogenannten geschlossenen Verteilernetze dar. Bei diesen handelt es sich um Energieversorgungsnetze, die nicht der allgemeinen Versorgung dienen, sondern für die Versorgung eines begrenzten Kreises von Letztverbrauchern betrieben werden. Gem. §110 EnWG können diese von bestimmten Regelungen des Energiewirtschaftsrechts befreit sein.

4.4.1.2 Überblick über die Organisation der Gaswirtschaft

Zur Wertschöpfungskette der Erdgaswirtschaft zählt die Produktion oder der Import von Erdgas, der Transport und die Weiterverteilung sowie die Endverteilung. Die verschiedenen Stufen entsprechen der Organisationsstruktur der Erdgaswirtschaft, die in Produzenten, Ferngasgesellschaften, Regional und Ortsgasgesellschaften zu unterteilen ist. Dabei sind Ferngasgesellschaften über die verschiedenen Marktstufen der Förderung, des Transport, der Verteilung und des Verkaufs vertikal integriert.³³⁸ Sie importieren außerdem Erdgas aus dem Ausland, speichern Gas in großen Mengen und sind verantwortlich für die Sicherung der Gasqualität. Die überregionalen Gasversorger transportieren Erdgas ebenfalls in Hochdrucknetzen und über größere Distanzen. Darüber hinaus verkaufen und verteilen sie Gas an Endabnehmer und an die nachgelagerten Regional- und Ortsgasversorger. Den Regional- und Ortsgasversorgern kommt wiederum in erster Linie die Aufgabe zu, über das Mittel- und Niederdrucknetz Erdgas an kleinere Abnehmer zu verteilen. Gasspeicherung wird von diesen Versorgungsunternehmen nur in geringem vorgenommen. Sie führen keinen Gastransport in Hochdrucknetzen durch.³³⁹

4.4.1.3 Regulierungsregime

Netze sind Voraussetzung einer funktionierenden Energiewirtschaft: Alle Teilnehmenden des Energiemarkts, sei es im Bereich der Erzeugung, des Großhandels oder dem Endverbrauch, sind auf die Energieversorgungsleitungen angewiesen.³⁴⁰ Ein Wettbewerb zwischen parallelen und miteinander konkurrierenden Netzen ist wirtschaftlich unsinnig, es besteht mithin eine Monopolstellung der Netzbetreiber.

Netzbetreiber können allgemein umschrieben werden, als die Personen oder Unternehmen, die die Verantwortung für den Betrieb, die Wartung und gegebenenfalls auch den Ausbau von Netzen innehaben.³⁴¹ Betreiber von Fernleitungsnetzen sind gemäß § 3 Nr. 5 *Betreiber von Netzen, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, oder natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den*

³³⁵ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 235.

³³⁶ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 236.

³³⁷ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 236.

³³⁸ Theobald in Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft 2021, § 1 Rn. 13.

³³⁹ Theobald in Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft 2021, § 1 Rn. 13.

³⁴⁰ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 205.

³⁴¹ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 373.

Ausbau eines Netzes (...). Aktuell gibt es in Deutschland 16 Gasfernleitungsunternehmen.³⁴² Betreiber von Verteilnetzen sind demgegenüber in § 3 Nr. 8 EnWG legaldefiniert als: *natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Gas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen*. Dabei ist das Netz des Verteilernetzbetreibers dem des Fernleitungsnetzbetreibers nachgelagert. Viele Verteilernetzbetreiber sind einem kommunalen Energieversorgungsunternehmen, beispielsweise Stadtwerken, zuzuordnen.

Da der Wettbewerbsdruck, und damit Anreize zur Effizienzsteigerung und der Kostensenkung, im Bereich des Netzbetriebs aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber nicht besteht, muss er **künstlich durch den Staat erzeugt werden**. Dies erfolgt durch **staatliche Regulierung**.³⁴³ Die **Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze** zielt gemäß § 1 Abs. 2 EnWG darauf ab, einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb bei der Versorgung mit (Elektrizität und) Gas und die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen sicherzustellen.

Dem Staat stehen hierfür unterschiedliche **Instrumente** zur Verfügung: Im Wege der Regulierung werden allgemeine **Verhaltenspflichten** für die Teilnehmenden an der Energiewirtschaft festgelegt und der Staat verfügt über **Kontrollbefugnisse**, um einen stetigen Zugriff auf Informationen zu haben. Ferner kann über **Eingriffsbefugnisse** bestimmtes Verhalten erzwungen werden, während über nachträgliche **Sanktionen** bereits bestehende Rechtsverletzungen geahndet werden können. **Genehmigungspflichten** sichern dem Staat außerdem die Möglichkeit das Verhalten bereits im Vorfeld einer Steuerung zu unterwerfen.³⁴⁴

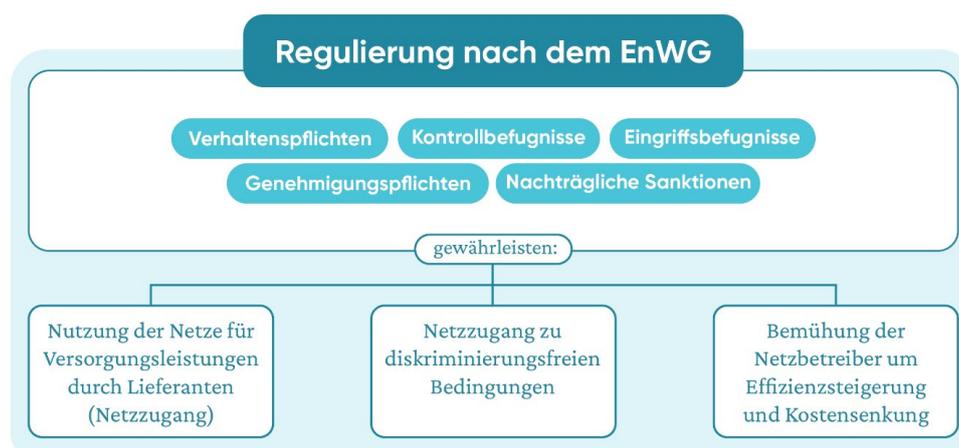


Abbildung 10: Regulierung nach dem EnWG

Quelle: eigene Darstellung

Zentraler Gegenstand der Regulierung ist dabei in erster Linie die Sicherstellung des **Netzanschlusses und des Netzzugangs zu diskriminierungsfreien Bedingungen**, d.h. letztlich die Möglichkeit für Lieferanten, die Netze für Versorgungsleistungen zu nutzen.³⁴⁵ Es soll außerdem sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber sich in einer Art und Weise um **Effizienzsteigerung** sowie **Kostensenkung** bemühen, als ob sie einem regulären Wettbewerbsverhältnis zueinander stünden.³⁴⁶

³⁴² Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 235.

³⁴³ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 208.

³⁴⁴ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 210.

³⁴⁵ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 933.

³⁴⁶ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 209.

Hinsichtlich des **Netzzugangs** trägt § 20 EnWG den dargestellten Besonderheiten der Versorgungsnetze als „essential facilities“ Rechnung und stellt die Nutzung der Energieversorgungsnetze durch andere Personen als den Netzeigentümer und damit den sog. **Drittzugang** sicher.³⁴⁷ Gemäß § 20 Abs.1 EnWG müssen Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang gewähren. Dabei liegen dem Netzzugang im Gas- wie im Strombereich **privatrechtliche Verträge** zugrunde, deren wesentliche Bedingungen werden jedoch von **regulativen Vorgaben maßgeblich geprägt**.

Grundsätzlich gilt im Gasbereich gemäß § 20 Abs. 1b EnWG, dass Netzbetreiber zur Ausgestaltung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen Betreiber von Gasversorgungsnetzen **Einspeise- und Ausspeisekapazitäten** anbieten müssen, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind. Gemäß § 20 Abs. 1 S. 10 EnWG sind Betreiber von Fernleitungsnetzen dazu verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes, oder bei dauerhaften Engpässen, eines Teilnetzes herzustellen (entry-exit). Der Netzzugang betrifft damit die Nutzung des Netzes für den Transport von Energie.³⁴⁸

Der **Anspruch auf Netzanschluss** dient dazu, die Erreichbarkeit eines Adressaten von der Belieferung mit Energie und damit die Verbindung des Einspeisers mit dem Netz sicherzustellen.³⁴⁹ Gegenstand des Anschlusses ist nicht die Nutzung des Netzes, sondern die „physische Verknüpfung der jeweiligen Anlage mit einem Energieversorgungsnetz.“³⁵⁰ Der Netzanschluss ist Voraussetzung für den Netzzugang. Entsprechend besteht gemäß § 17 EnWG eine grundsätzliche **Anschlussverpflichtung**: Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -Leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden, § 17 Abs. 1 S. 1 EnWG. § 17 EnWG ist dabei als eine Art Grundnorm zu verstehen, während sich etwa in den §§ 17a ff EnWG weitere Ausprägungen der Netzanschlusspflicht, beispielsweise zu Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See finden.³⁵¹

Netznutzungsentgelte sind diejenigen Entgelte, die von den Netznutzern als Gegenleistung für Transport- und Verteilungsdienstleistung verlangt werden.³⁵² Die Regulierung schützt in diesem Bereich die Marktteilnehmenden davor, dass die Netzbetreiber ihre Marktstellung durch ungerechtfertigte Netzentgelte missbrauchen. Die in §§ 20, 21 EnWG getroffenen Vorgaben zu Netzentgelten werden durch Rechtsverordnungen konkretisiert. Für den Gasmarkt sind die wesentlichen Verordnungen die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen³⁵³ (GasNEV) und die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen³⁵⁴ (GasNZV). Dabei ist der Gegenstand der Netzentgelte in der GasNEV geregelt. Hier ist unter anderem niedergelegt, welche Kosten zu den sogenannten Netzkosten zählen, die wiederum die Grundlage für die Preisbildung darstellen.³⁵⁵

Bei der Regulierung der Netzentgelte kommt das Verfahren der **Anreizregulierung** zur Anwendung. Die Anreizregulierung nach § 21a EnWG stellt eine Abkehr von der reinen kostenorientierten Entgeltbildung dar, bei der sich der staatliche Zugriff auf die Anerkennung dieser Kosten beschränkt.³⁵⁶ Vielmehr wird die Orientierung an den Kosten durch ein Korrektiv ergänzt. Gemäß § 21a Abs. 2 EnWG beinhaltet die Anreizregulierung die Vorgabe von Obergrenzen, die in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet werden, für eine Regulierungsperiode und

³⁴⁷ Säcker in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, EnWG § 20 Rn. 1.

³⁴⁸ Hartmann/Wagner in: Theobald/Kühling, 2022, Energierecht, EnWG § 17, Rn. 21.

³⁴⁹ Hartmann/Wagner in: Theobald/Kühling, 2022, Energierecht, EnWG § 17, Rn. 21.

³⁵⁰ De Wyl/Thole/Bartsch in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 17, Rn. 125.

³⁵¹ Marquering in: BeckOK EnWG, 2022, § 17, Vorbemerkung.

³⁵² Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 940.

³⁵³ Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist.

³⁵⁴ Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

³⁵⁵ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022 Rn. 942.

³⁵⁶ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 945.

unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben. Im Wege der Festlegung dieser Erlösbergrenze durch die Regulierungsbehörde, wird für einen bestimmten Zeitraum der maximale Erlös des Netzbetreibers bestimmt, der damit einen Anreiz bekommt, die eigenen Kosten zu senken und die Effizienz zu steigern, um die Gewinnmargen aufrechtzuerhalten.³⁵⁷ Die Anreizregulierungsverordnung³⁵⁸ (ARegV) beinhaltet die nähere Ausgestaltung der Bestimmung der Entgelte im Wege der Anreizregulierung und konkretisiert ihre Durchführung. Die Anreizregulierung findet dabei wie auch die Entgeltgenehmigung keine Anwendung bei geschlossenen Verteilernetzen, §110 Abs.1 EnWG.

4.4.1.4 Entflechtung

Für die Energieversorgungsunternehmen gelten darüber hinaus **Entflechtungsvorgaben** nach dem EnWG. Ziel ist gemäß § 6 Abs. 1 EnWG die Gewährleistung von Transparenz und die diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Netzbetriebs.

Die Verpflichtung zur Entflechtung - und damit zur grundsätzlichen Trennung der Wertschöpfungsstufen Netzbetrieb und Energieerzeugung bzw. -belieferung – geht ursprünglich auf die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003³⁵⁹ und die Gasbinnenmarktrichtlinie 2003³⁶⁰ zurück und wurde in der Folgezeit fortentwickelt, konkretisiert und verschärft.³⁶¹ Mit der Gasmarktbinnenrichtlinie 2009³⁶² wurden insbesondere stärkere Verpflichtungen für die Entflechtung der Fernleitungsnetzbetreiber eingeführt.

Die Entflechtung kann **als eine Art vorgeschaltete Regulierung** betrachtet werden³⁶³: Durch sie wird nicht nur auf das Verhalten der Marktteilnehmenden eingewirkt, sondern bereits die Möglichkeit der strukturellen Gestaltung der Energieversorgungsunternehmen Vorgaben unterworfen. Entflechtung kann bezeichnet werden als *die staatliche Vorgabe, den Energievertrieb (die rechtlichen Leistungsbeziehungen mit Endkunden) vom Betrieb der Energienetze (oder Speicher) nach bestimmten wirtschaftlichen und organisatorischen Gesichtspunkten zu trennen*.³⁶⁴ Entflechtungsvorgaben gelten in erster Linie für sogenannte **vertikal integrierte Unternehmen**. Hierbei handelt es sich gemäß § 3 Nr. 38 EnWG um ein *im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätiges Unternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitäts- oder Gasunternehmen, die im Sinne des Artikels 3 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen miteinander verbunden sind, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe im Elektrizitätsbereich mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität oder im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt*.

Die Definition dient als Ausgangspunkt für die Entflechtungsvorgaben der § 6 ff. EnWG. Durch die Novellierung des EnWG vom Juli 2022 wurde der zuvor in § 3 Nr. 38 EnWG legaldefinierte Begriff des „vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens“ mit dem Begriff des „vertikal integrierten Unternehmens“ ersetzt. Diese Änderung soll deutlich machen, dass es sich bei einem die Voraussetzungen erfüllenden Unternehmens insgesamt um ein vertikal integriertes Unternehmen handelt, der Begriff also nicht auf die Teile beschränkt ist, die im Elektrizitäts- oder Gassektor aktiv sind.³⁶⁵

Auf diese Weise wirtschaftlich verflochtene Unternehmen sollen nicht ungehindert der Stärkung der eigenen Marktposition nachgehen dürfen, damit das Ziel der Gewährleistung eines neutralen Netzbetriebs für alle zu gleichen und fairen Bedingungen nicht gefährdet wird. Konkret soll verhindert werden, dass es zur Quersubventionierung eines Vertriebssegments kommt,

³⁵⁷ Müller-Kirchenbauer in: Theobald/Kühling, Energierecht, 2022, EnWG § 21a; Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 947.

³⁵⁸ Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist.

³⁵⁹ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.

³⁶⁰ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG.

³⁶¹ De Wyl/Finke in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 4, Rn. 2.

³⁶² Richtlinie 2009/73 EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

³⁶³ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 213.

³⁶⁴ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 213.

³⁶⁵ BT-Drucks 20/2402, S. 39.

dass Sondervorteile durch unternehmensinternen Informationsaustausch und Verhaltensabsprache verschafft werden oder es zur Bevorzugung von Unternehmen aus dem eigenen Unternehmensverbund kommt.³⁶⁶

4.4.1.4.1 Entflechtung auf Transport- und Verteilnetzebene

Die Entflechtungsbestimmungen für Gasnetze nach der aktuellen nationalen Rechtslage lassen sich in **vier Stufen** einteilen. Für Transportnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber gleichermaßen gelten die Regelungen zu den beiden Stufen der informatorischen Entflechtung und zur buchhalterischen Entflechtung, normiert in Teil 2, Abschnitt 1 EnWG.

Die **informatorische Entflechtung** ist in § 6a EnWG normiert. Danach haben *vertikal integrierte Unternehmen, Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Gasspeicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von LNG-Anlagen sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Gasspeicheranlagenbetreiber sowie Betreiber von LNG-Anlagen Kenntnis erlangen, gewahrt wird*. Legen Unternehmen Informationen über die eigene Tätigkeit offen, muss dies diskriminierungsfrei geschehen, § 6a Abs.2 EnWG. Zwischen den vertikal integrierten Unternehmensteilen sollen demnach keine Informationen ausgetauscht werden, mit dem Ziel, eine potenziell wettbewerbsverzerrende Wirkung durch diesen Informationsfluss zu verhindern.³⁶⁷

Bei der **buchhalterischen Entflechtung** handelt es sich um eine Ausprägung des in § 6 EnWG niedergelegten allgemeinen Transparenzgebots.³⁶⁸ § 6b EnWG normiert hierfür die Verpflichtung zur Aufstellung, Prüfung und Offenlegung in Form eines Jahresabschlusses und Lageberichts nach bestimmten Vorgaben. Das Gesetz verpflichtet dazu, dass vertikal integrierte Unternehmen in ihrer internen Rechnungslegung jeweils **getrennte Finanz- und Buchungskonten** für die in § 6b Abs. 3 S 3 EnWG niedergelegten Tätigkeiten führen muss. Dies dient der Erfassung der tatsächlichen Kosten in den jeweiligen Tätigkeitsbereichen einschließlich der Preisbildung³⁶⁹ und damit der *Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung*, § 6b Abs. 3 EnWG.

4.4.1.4.2 Entflechtung auf Verteilnetzebene

Die Regelungen des 2. Abschnitts des 2. Teils des EnWG enthalten Vorgaben zur rechtlichen und operationellen Verpflichtung, die sich ausschließlich an Verteilernetzbetreiber richten (§§ 7 -7d EnWG). Die **rechtliche Entflechtung** gemäß § 7 EnWG gilt für **Verteilernetze** und meint eine **gesellschaftsrechtliche** Entflechtung. Gemäß § 7 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen vertikal integrierte Unternehmen sicherstellen, *dass Verteilernetzbetreiber, die mit ihnen im Sinne von § 3 Nr. 38 EnWG verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind*. Der Betreiber eines Verteilernetzes muss mithin unternehmensintern als eigene Rechtsperson, d.h. Gesellschaftsform mit eigener Rechtspersönlichkeit, ausgestaltet sein.³⁷⁰ Dies bedeutet zwar nicht, dass die wirtschaftliche Zusammengehörigkeit aufgehoben ist, stellt aber dennoch einen nicht unerheblichen Eingriff in die Struktur des vertikal integrierten Unternehmens dar.³⁷¹ Verpflichtet sind zunächst alle Netzbetreiber und darüber hinaus sind die Regelungen des § 7 Abs. 1 EnWG nach § 7b EnWG auch auf Betreiber von Gasspeicheranlagen anwendbar, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind und zu denen der Zugang technisch und wirtschaftlich erforderlich ist für einen Netzzugang mit Blick auf die Belieferung von Kunden. Ferner legt § 7 Abs.1 S.2 EnWG fest, dass es Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen untersagt ist, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder eine solche zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Auch wenn sich das Verbot in § 7 Abs. 1 S. 2 EnWG ausdrücklich nur an Elektrizitätsverteilernetzbetreiber richtet, verbietet sich ein Umkehrschluss im Hinblick auf die Betreiber von Gasverteilernetzen und es kommen auch insoweit weiterhin die allgemeinen entflechtungsrechtlichen Vorschriften zur Anwendung.³⁷² Diese weitgehenden Verpflichtungen finden **keine Anwendungen** auf vertikal integrierte Unternehmen, an deren Gasverteilernetzen **weniger als 100.000 Kunden** unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, § 7 Abs.

³⁶⁶ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 873.

³⁶⁷ Knauff in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2019, § 6a Rn. 1.

³⁶⁸ De Wyl/Finke, Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2021, § 4 Rn. 21.

³⁶⁹ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 878.

³⁷⁰ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 884.

³⁷¹ Knauff in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2019, § 7 EnWG, Rn. 2.

³⁷² BT-Drs. 19/27453, S. 92.

2 EnWG. Die **De-Minimis Regelung** trägt der Tatsache Rechnung, dass die Vorgaben der (gesellschaftsrechtlichen) Entflechtung mit einem nicht unerheblichen Aufwand in Einrichtung und Betrieb verbunden sind, der erst ab einer bestimmten Kundenzahl im Verhältnis zu den mit der Entflechtung verfolgten Zielen steht.³⁷³

Die **operationelle Entflechtung** sieht in Ergänzung der gesellschaftsrechtlichen Unabhängigkeit die betriebliche Unabhängigkeit des Verteilernetzbetreibers vom sonstigen Konzern vor.³⁷⁴ Verpflichtete der operationellen Entflechtung sind gemäß § 7a Abs. 1 EnWG Unternehmen nach § 6 Abs 1 S. 1 EnWG, d.h. vertikal integrierte Unternehmen und rechtlich selbständige Betreiber von Elektrizität - und Gasversorgungsnetzen, die im Sinne des § 3 Nr. 38 mit einem vertikal integrierten Unternehmen verbunden sind.³⁷⁵ Auch hier findet gem. § 7a Abs. 7 EnWG eine **De-Minimis Regelung** Anwendung:

Demnach finden die § 7a Abs.1 bis 6 EnWG keine Anwendung auf vertikal integrierte Unternehmen, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Vertikal integrierte Unternehmen sind also dann von den Vorgaben der operationellen Entflechtung ausgenommen, wenn sie mit einem kleinen Verteilernetzvertreiber verbunden sind.³⁷⁶

4.4.1.4.3 Entflechtung auf Transportnetzebene

Die §§ 8-10e EnWG normieren besondere Entflechtungsvorgaben für **Transportnetzbetreiber**. Auch hier handelt es sich um Vorschriften zur **rechtlichen und operationellen** Entflechtung. Die europarechtliche Vorgaben sehen grundsätzlich drei Möglichkeiten für vertikal integrierte Unternehmen vor, um den **Transportnetzbetrieb** zu entflechten: Die eigentumsrechtliche Entflechtung (ownership unbundling), die Strukturierung als unabhängige Systembetreiber (Independent System Operator (ISO)), oder unabhängiger Transportnetzbetreiber (Independent Transmission Operator (ITO)). Von der Möglichkeit, eine dieser Varianten als verbindlich vorzuschreiben, hat der deutsche Gesetzgeber keinen Gebrauch gemacht.³⁷⁷

Die **eigentumsrechtliche Entflechtung** richtet sich an vertikal integrierte Unternehmen, die mit einem Transportnetzbetreiber i.S.d. § 3 Nr. 38 EnWG verbunden sind und ist in § 8 EnWG geregelt. Wesentlicher Ausgangspunkt ist das Eigentum am Netz: Gemäß § 8 Abs. 2 S. 1 EnWG muss der Transportnetzbetreiber unmittelbarer oder mittelbarer Eigentümer des Transportnetzes sein. Gleichzeitig besagt § 8 Abs. 2 S.1 EnWG, dass Personen, die unmittelbar oder mittelbar die Kontrolle über ein Unternehmen ausüben, das eine der Funktionen Gewinnung, Erzeugung oder Vertrieb von Energie an Kunden wahrnimmt nicht berechtigt sind „unmittelbar oder mittelbar Kontrolle über einen Betreiber eines Transportnetzes oder Rechte an einem Betreiber eines Transportnetzes oder einem Transportnetzes auszuüben. Im Rahmen der eigentumsrechtlichen Entflechtung wird damit jede rechtliche Verbindung zwischen dem Transportnetzbetreiber und dem vertikal integrierten Unternehmen unzulässig, bei der es sich nicht lediglich um eine Minderheitsbeteiligung handelt.³⁷⁸ Weitere Vorgaben im Rahmen der eigentumsrechtlichen Entflechtung umfassen unter anderem eine Begrenzung der Rechte zur Bestellung von Organen des Transportnetzbetreibers.

³⁷³ Jenn in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 7 Rn. 24.

³⁷⁴ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 892.

³⁷⁵ Hölscher in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 2015, § 7a Rn. 4.

³⁷⁶ Jenn in Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 7a Rn. 109.

³⁷⁷ De Wyl/Finke in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2019, § 4 Rn. 240.

³⁷⁸ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 895; Gesetzliche Ausnahmen erlaubt § 8 Abs. 2 S. 8,9.

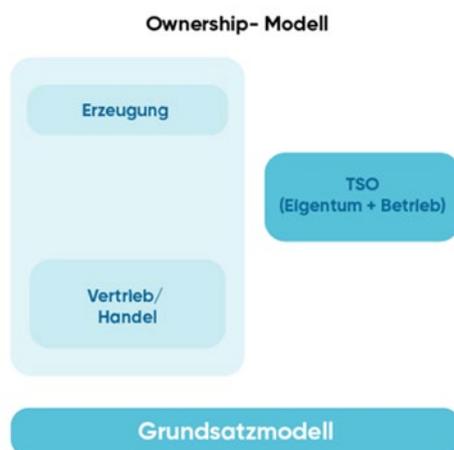


Abbildung 11: Eigentumsrechtliche Entflechtung: Ownership Unbundling

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von items (2022)

Eine weitere Möglichkeit der Entflechtung ist die Übergabe des Transportnetzbetriebs an unabhängige Stellen. Der Netzbetrieb kann auf diesem Wege getrennt und unabhängig von Erzeugung/Förderung und Vertrieb erfolgen, ohne unmittelbar in die Eigentumsverhältnisse des Konzerns eingreifen zu müssen. So bleibt zwar Eigentum und Kontrollrechte beim Mutterkonzern, weil der Netzbetrieb aber auf einen unabhängigen Dritten übergeht, ist dies für die Energiewirtschaft unbedenklich.³⁷⁹ Bei diesem **ISO-Modell** übernimmt der **unabhängige Systembetreiber** die Aufgaben des Netzbetriebs, ist aber nicht selbst Eigentümer des Transportnetzes.³⁸⁰ Entsprechend übernimmt nicht der Netzeigentümer, sondern der Dritte sämtliche Aufgaben aus dem Netzbetrieb.³⁸¹ Die Benennung eines solchen unabhängigen Systembetreiber kann unter den Voraussetzungen des § 9 Abs. 1 EnWG erfolgen. An ihn sind strenge Anforderungen zu stellen, so hat er u.a. „über die materiellen, finanziellen, technischen und personellen Mittel zu verfügen, die erforderlich sind, um die Aufgaben des Transportnetzbetreibers (...) zu erfüllen“, § 9 Abs. 2 S. 2 EnWG. Es besteht aber auch die Pflicht der Zusammenarbeit für die beteiligten Unternehmen im erforderlichen Umfang, § 9 Abs. 4 EnWG.

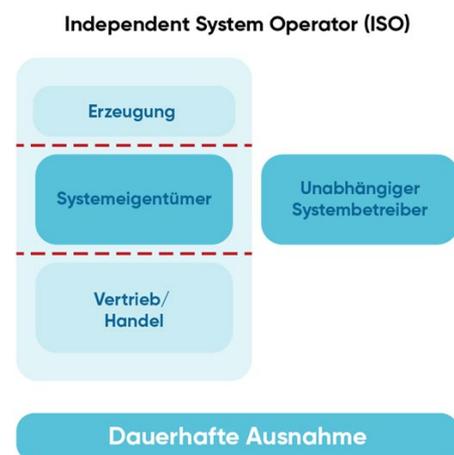


Abbildung 12: ISO-Modell

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von items (2022)

³⁷⁹ Held/Schäfer-Stradowsky, Energierecht und Energiewirklichkeit, 2022, Rn. 904.

³⁸⁰ Jenn in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 9 Rn. 1.

³⁸¹ Jenn in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 9 Rn. 1.

Beim **ITO-Modell** verbleibt sowohl das Netzeigentum als auch der Netzbetrieb im Verbund des vertikal integrierten Unternehmens. Die eigentumsrechtliche Verbindung zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem Netzbetreiber wird nicht aufgehoben. Die Fernleitungsnetzbetreiber bleiben mithin im Konzernverbund, verfügen aber über ein hohes Level an Autonomie.³⁸² Von allen drei Varianten ist damit das Modell des unabhängigen Transportnetzbetreibers das, dass mit dem geringsten Eingriff in die Struktur des vertikal integrierten Unternehmens verbunden ist.³⁸³ Die Vorgaben der §§ 10-10e EnWG zielen dabei darauf ab, die umfassende rechtliche und organisatorische Unabhängigkeit des Transportnetzbetreibers zu bewahren.³⁸⁴ Der ITO vertritt Interessen selbstständig im Außenverhältnis, d.h. z.B. gegenüber den Regulierungsbehörden. Rechte und Pflichten des unabhängigen Transportnetzbetreibers sind in den § 10b EnWG niedergelegt.³⁸⁵

Independent Transmission System Operator (ITO)

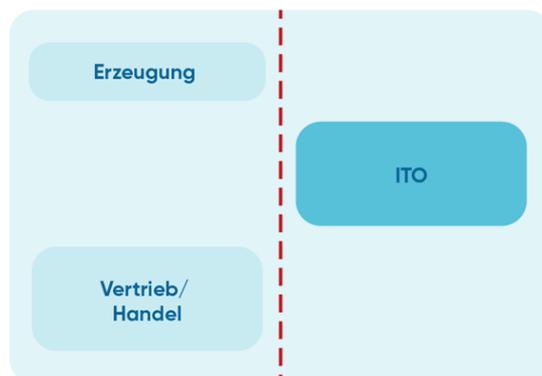


Abbildung 13: ITO-Modell

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von items (2022)

³⁸² Hölscher in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 2015, § 10 Rn. 2.

³⁸³ Jenn in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, §10 Rn 1.

³⁸⁴ DeWyl/Finke in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft § 4 Rn. 245.

³⁸⁵ DeWyl/Finke in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft § 4 Rn. 246.

4.4.2 Die Regulierung reiner Wasserstoffnetze im EnWG

Im Rahmen der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie, die unter anderem konkret die Entwicklung einer Transport- und Verteilinfrastruktur von Wasserstoff vorsieht, wurde im Juli 2021 das „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“³⁸⁶ verabschiedet. Vor dieser Gesetzesnovelle gab es keine Vorgaben zur energierechtlichen Regulierung von Wasserstoffnetzen. Auch nach der Novelle besteht kein Regulierungszwang für Wasserstoffnetze. Vielmehr wurde als Übergangslösung und um den Markthochlauf in der Anfangsphase zu beschleunigen³⁸⁷, die Möglichkeit einer „**Opt-in**“-Regulierung, also einer fakultativen Regulierungsmöglichkeit geschaffen.

Die neu eingeführten Regelungen hinsichtlich einer Wasserstoffinfrastruktur sollen den schrittweisen Aufbau einer nationalen Wasserstoffnetzinfrastruktur ermöglichen und durch eine Regulierung begleiten, wobei die Regelungen als **Übergangsregelungen** für die Einstiegsphase zu verstehen sind und gelten sollen, bis zukünftige Vorgaben auf europäischer Ebene umgesetzt sind.³⁸⁸ Es sollen wettbewerbliche Marktstrukturen schon zu Beginn entstehen und ein vorhersehbarer Rechtsrahmen für Marktteilnehmer geschaffen werden.³⁸⁹

Der Gesetzgeber hat dabei auch möglichen **Anpassungsbedarf** in Anbetracht zukünftiger europäischer Regelungen antizipiert. Tatsächlich lässt der Entwurf der Kommission zum Gaspaket (siehe hierzu 4.4.4.2) jedenfalls in groben Zügen erkennen, welche Gestaltung der europäische und der deutsche Wasserstoffmarkt annehmen könnte. Die aktuelle Rechtslage wird daher in absehbarer Zeit Veränderungen erfahren. Zunächst aber wird der Status Quo des nationalen energierechtlichen Regulierungsregimes dargestellt und auf etwaige Hemmnisse untersucht.

4.4.2.1 Wasserstoff als Energieträger

Seit der Novelle ist der Zweck des EnWG definiert in § 1 Abs. 1 EnWG als *eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht*. Folgerichtig wurde auch die Definition des Begriffs Energie um Wasserstoff erweitert, vorausgesetzt er dient zur leitungsgebundenen Energieversorgung der Allgemeinheit, § 3 Nr. 14 EnWG. Ebenfalls erweitert wurde der Begriff des Energieversorgungsnetzes nach § 3 Nr. 16 EnWG, das Wasserstoffnetze nach § 3 Nr. 39a EnWG umfasst, allerdings nur „im Rahmen von Teil 5“ des EnWG. Wasserstoffnetze gelten damit nur im Bereich der Planfeststellung und mit Blick auf Wegenutzungsrechte als Energieversorgungsnetze im Sinne des EnWG. Wie bereits in 4.2.1 erläutert, enthält das EnWG in § 3 Nr. 39a EnWG nun erstmalig eine Definition für den Begriff des **Wasserstoffnetzes**. Aus dieser Definition geht klar hervor, dass der Begriff der Wasserstoffnetze nur reine Wasserstoffnetze umfasst. Gasnetze, in denen Wasserstoff anteilig beigemischt wird (vgl. hierzu 4.4.4) sind hingegen nicht umfasst. Darüber hinaus gibt es im Bereich reiner Wasserstoffnetze nach den neuen Regelungen **keine Unterscheidung zwischen Transport auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene**.

Das Netz muss außerdem eine **Versorgungsfunktion** erfüllen. Wasserstoffnetze, die nur der Eigenbelieferung der Netzbetreiber dienen, erfüllen daher nicht die Definition des § 3 Nr. 39a EnWG.³⁹⁰ Darüber hinaus enthält das EnWG in § 3 Nr. 39 die Begriffsbestimmung für eine Wasserstoffspeicheranlage als *eine einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff, mit Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Wasserstoffnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind*.

Wie sich an den benannten neu eingeführten Begriffsbestimmungen erkennen lässt, hat sich der Gesetzgeber dagegen entschieden, Wasserstoff als ein weiteres Gas gemäß § 3 Nr. 19a EnWG zu behandeln. Zwar zählt Wasserstoff, der *durch Wasserelektrolyse hergestellt ist und in das Gasversorgungsnetz eingespeist wird* als Gas im Sinne des § 3 Nr. 19a EnWG und das regulatorische Regime für die Gasversorgung des EnWG findet in diesen Fällen Anwendung (siehe 4.4.4). Dies gilt jedoch gerade nicht für die leitungsgebundene Versorgung mit reinem Wasserstoff: Schon aus § 1 Abs. 1 EnWG ergibt sich, dass

³⁸⁶ BGBl. I S. 3026.

³⁸⁷ BT-Drs. 19/27453, S. 118; Assmann in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28j Rn. 12.

³⁸⁸ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

³⁸⁹ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

³⁹⁰ Pfeiffer in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 3 Nr. 39a, Rn. 9 f.

Wasserstoff im EnWG als neue ‚commodity‘ angesehen wird, die **neben** die Energieträger Elektrizität und Gas tritt. Der Gesetzgeber hat sich insgesamt für eine **getrennte Regulierung** entschieden.³⁹¹

4.4.2.2 Opt-in Regulierung

Als Übergangslösung und um den Markthochlauf in der Anfangsphase zu beschleunigen, wurde die Möglichkeit einer „Opt-in“-Regulierung, also einer fakultativen Regulierungsmöglichkeit geschaffen.

Als Grundnorm bestimmt § 28j EnWG den Anwendungsbereich der Regulierung für reine Wasserstoffnetzen i.S.d. § 3 Nr. 39a EnWG. **Adressat der Regelung sind Betreiber von Wasserstoffnetzen** gemäß § 3 Nr. 10 b EnWG. Gemäß § 28j Abs. 3 EnWG können Betreiber von Wasserstoffnetzen gegenüber der Bundesnetzagentur erklären, dass ihre Wasserstoffnetze der Regulierung nach dem EnWG unterfallen. Eine Unterteilung in Verteilnetz- und Fernleitungsebene erfolgt dabei nicht. Die wesentlichen Bestimmungen dieser Opt-in Regulierung werden im Folgenden dargestellt.

4.4.2.2.1 Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit

Die Erklärung wird derweil erst dann wirksam, wenn eine **Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit** nach § 28p EnWG vorliegt. Die Prüfung erfolgt durch die **Bundesnetzagentur**, die im Wege eines Verwaltungsakts über das Vorliegen der Bedarfsgerechtigkeit entscheidet, wobei ihr § 28p EnWG kein Ermessen einräumt. Es handelt sich beim Begriff der Bedarfsgerechtigkeit jedoch um einen unbestimmten Rechtsbegriff, weshalb ihr bei der Auslegung ein Beurteilungsspielraum zukommt.³⁹² § 28p EnWG kommt dabei eine Steuerungsfunktion zu: Durch die Feststellung der Bedarfsgerechtigkeit soll unter anderem vermieden werden, dass es zu einer Über- oder Unterdimensionierung von Wasserstoffnetzen kommt.³⁹³

Der Umfang der von den Wasserstoffnetzbetreibern vorzulegende erforderlichen Unterlagen ist in § 28p Abs. 1 und Abs. 2 EnWG niedergelegt, wobei diese nicht abschließend sind: Gemäß Abs. 2 ist **Grundlage** der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit durch die Bundesnetzagentur insbesondere ein zwischen Netznutzer und Netzbetreiber abgestimmter **Realisierungsfahrplan** bezüglich der Wasserstoffinfrastruktur im Rahmen eines verhandelten Netzzugangs. Der geforderte Realisierungsfahrplan regelt die Umsetzung des Netzanschlusses nach § 28n EnWG und dient der **Bedarfsprognose**.³⁹⁴ Gemäß § 28p Abs. 2 S. 2 EnWG umfasst die Prüfung auch die **Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit** der Wasserstoffinfrastruktur. Der Betrieb des Wasserstoffnetzes muss dementsprechend für die leitungsgebundene Energieversorgung notwendig sein.³⁹⁵ Nach § 28p Abs. 1 S. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur die Vorlage ergänzender Unterlagen anfordern. Dies gilt zeitlich und inhaltlich unbegrenzt.³⁹⁶

§ 28 p Abs. 3 EnWG benennt außerdem zwei **Regelbeispiele** für das Vorliegen der Bedarfsgerechtigkeit, namentlich das Vorliegen eines **positiven Förderbescheids** nach den Förderkriterien der nationalen Wasserstoffstrategie und das Vorliegen einer Wasserstoffnetzinfrastruktur, die im Zusammenhang mit der Festlegung von **sonstigen Energiegewinnungsbereichen** im Sinne des § 3 WindSeeG entsteht. Darüber hinaus legt § 28p Abs. 4 EnWG fest, dass im Falle der Umstellung bestehender Erdgasstrukturen auf reinen Wasserstoff nachgewiesen werden muss, dass die Erdgasinfrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden kann. § 28p Abs. 5 EnWG enthält eine Fiktion, nach der innerhalb von vier Monaten nach Eingang der erforderlichen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur die Bedarfsgerechtigkeit als gegeben gilt.

4.4.2.2.2 Entflechtung

Entscheidet sich der Wasserstoffnetzbetreiber für die Regulierung nach dem EnWG und liegt eine bestätigende Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit vor³⁹⁷, finden mit Blick auf die Entflechtungsvorgaben §§ 28 k, l und m EnWG Anwendung. Zentrale Norm für die Entflechtung von Wasserstoffnetzen ist § 28m EnWG, er Bestimmungen zur **vertikalen** und **informativischen Entflechtung** von Wasserstoffnetzen enthält.

³⁹¹ *Elspas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (259).

³⁹² *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28p Rn 14 f.

³⁹³ *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28p Rn. 3.

³⁹⁴ *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28p Rn 6 f.

³⁹⁵ *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28p Rn. 8.

³⁹⁶ *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28p Rn. 10.

³⁹⁷ *Assmann* in: *Assmann/Pfeiffer*, BeckOK EnWG, 2022, § 28m Rn 12.

Gemäß § 28m Abs. 1 S. 1 EnWG sind **Betreiber von Wasserstoffnetzen** zunächst zur Gewährleistung von **Transparenz** sowie **diskriminierungsfreier** Ausgestaltung und Abwicklung des **Netzbetriebs** verpflichtet. Die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Wasserstoffherzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffbetrieb muss sichergestellt sein, § 28 m Abs. 1 S. 2 EnWG. Weiter bestimmt § 28 m Abs. 1 S. 3 EnWG, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen nicht gleichzeitig Eigentümer von Wasserstoffherzeugungsanlagen, Wasserstoffspeicheranlagen oder Anlagen zum Wasserstoffvertrieb sein dürfen. Ebenso wenig ist es ihnen gestattet solche Anlagen zu errichten oder zu betreiben. Anders als in § 6 Abs. 1 EnWG ist der Adressatenkreis damit auf **Betreiber von Wasserstoffnetzen** beschränkt.

Als Instrument der Sicherstellung der in § 28m Abs. 1 S.1 EnWG formulierten Zielsetzung wird in § 28m Abs.1 S. 2 EnWG die **vertikale Entflechtung** gefordert. Um dieses Ziel zu erreichen, *haben sie die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Wasserstoffherzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffvertrieb sicherzustellen. Betreibern von Wasserstoffnetzen ist es nicht gestattet, Eigentum an Anlagen zur Wasserstoffherzeugung, zur Wasserstoffspeicherung oder zum Wasserstoffvertrieb zu halten oder diese zu errichten oder zu betreiben*

Hinsichtlich des Umfangs und der Gestaltung der geforderten Unabhängigkeit des Netzbetriebs gibt die Norm lediglich eine allgemeine Vorgabe. Anders als in der parallel gestalteten Norm § 6 Abs. 1 S. 2 EnWG erfolgt kein weitergehender Verweis auf weitere, konkretisierende Normen.³⁹⁸ Während § 28 k bis l EnWG genauere Vorgaben enthalten, kommt es damit zunächst im Wesentlichen auf das in § 28m S. 3 EnWG formulierte Tätigkeitsverbot an, welches sich auf das Halten, Errichten und Betreiben von Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff, zur Speicherung von Wasserstoff und zum Handel von Wasserstoff bezieht.

Eine gewisse Unsicherheit besteht dahingehend, welche Schritte die Entflechtungsvorgaben genau erfordern. Insbesondere ist unklar, ob eine gesellschaftsrechtliche oder nur eine operationelle Entflechtung zu erfolgen hat.³⁹⁹ Einiges deutet daraufhin, dass der Netzbetreiber jedenfalls nicht innerhalb derselben Gesellschaft gleichzeitig Erzeugung, Speicherung oder Vertrieb übernehmen darf.⁴⁰⁰

§ 28 k EnWG enthält Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung und benennt Pflichten, die insbesondere Rechnungslegungs- und Buchführungspflichten umfassen. Darüber hinaus enthält § 28k Abs. 2 EnWG das **Verbot der Quersubventionierung**: *Betreiber von Wasserstoffnetzen, die neben dem Betrieb von Wasserstoffnetzen weitere Tätigkeiten ausüben, haben zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung ein eigenes Konto für die Tätigkeit des Betriebs von Wasserstoffnetzen so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeit von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt würde.* Es soll mithin verhindert werden, dass es zur Querfinanzierung zwischen dem Betrieb von Wasserstoffnetzen und anderen Tätigkeiten, wie **insbesondere Erdgasversorgungsnetzen** kommt.⁴⁰¹ Der deutsche Gesetzgeber begründet diese Vorgabe dabei mit dem Hinweis auf europarechtliche Vorgaben.⁴⁰² Die Frage der Quersubventionierung bleibt derweil im Grundsatz stark umstritten. Insoweit bleibt abzuwarten, wie der nationale Gesetzgeber vor dem Hintergrund der europarechtlichen Entwicklungen verfahren wird.

§ 28m Abs. 2 EnWG enthält Vorgaben zur **informativischen Entflechtung**. Diese unterscheidet sich inhaltlich nicht wesentlich von den in § 6a EnWG getroffenen Vorgaben. Demnach haben Betreiber von Wasserstoffnetzen sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen gewahrt wird, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit

³⁹⁸ Assmann in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28n Rn. 22 f.

³⁹⁹ Elspas/Lindau/Ramsauer, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (261); Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer BeckOK EnWG, 2022, § 28m Rn 22; Stelter/Schieferdecker/Lange: Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (101).

⁴⁰⁰ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 68.

⁴⁰¹ BT-Drs. 19/27453, S. 119.

⁴⁰² Gleichzeitig gibt § 112b EnWG eine Berichtspflicht des zuständigen Ministeriums und der BNetzA vor, die auf die Erstellung eines Konzepts für den weiteren Aufbau des Wasserstoffnetzes gerichtet ist. Dieses soll im Lichte sich entwickelnder unionsrechtlicher Grundlagen vor dem Hintergrund des Ziels einer Anpassung des regulatorischen Rahmens zur gemeinsamen Regulierung und Finanzierung der Gas- und der Wasserstoffnetze Überlegungen zu einer Transformation von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen einschließlich einer schrittweise integrierten Systemplanung beinhalten. Die Vorgabe trägt dem Charakter der Übergangsregulierung Rechnung und macht deutlich, dass eine Anpassung und Fortentwicklungsmöglichkeiten überprüft werden sollen.

Kenntnis erlangen. Gerade an dieser Stelle erscheint die Begrenzung des Adressatenkreises der Norm auf Wasserstoffnetzbetreiber als inkonsistent: Die fraglichen sensiblen Informationen sind für Betreiber von Wasserstoffspeichern und nachgelagerten Märkten ebenfalls nützlich und können Wettbewerbsvorteile begründen.⁴⁰³

4.4.2.2.3 Anschluss und Zugang

Die §§ 17 ff. EnWG sind aufgrund der getrennten Regulierung auf reine Wasserstoffnetze nicht anwendbar. **Anschluss und Zugang** zu Wasserstoffnetzen ist separat in §28n EnWG geregelt. Der Zugang soll nach § 28n Abs. 1 S. 2 im Wege des **verhandelten Netzzugangs** gewährt werden. Das bedeutet, dass es den Netzbetreibern und den Zugangsinteressenten überlassen ist, die Bedingungen des Netzzugangs vertraglich zu konkretisieren.⁴⁰⁴ Darüber hinaus erkennt es der Gesetzgeber als sinnvoll an, dass bei netzübergreifenden Transporten von Wasserstoff gemeinsame Vertragsstandards ausgearbeitet werden.⁴⁰⁵ Gemäß § 28n Abs. 1 S.2 EnWG betrifft dies nicht nur den Netzzugang, sondern auch die damit „zusammenhängenden Aspekte des Netzanschlusses“. Da auch diese „zusammenhängende Aspekte“ im Wege des verhandelten Netzzugangs zu gewähren sind, dürften auch die Bedingungen des Netzanschlusses zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlusspetenten im Wege eines „verhandelten Netzanschlusses“ auszuhandeln sein.⁴⁰⁶

Gegenstand der Verhandlungen zum Netzzugang kann dabei analog der Entwicklung auf dem Gasmarkt auch sein, welches Abrechnungssystem für die Transportleistung Anwendung finden soll, ob also beispielsweise ein Kontraktpfadmodell gewählt wird oder ein Zweivertragsmodell (Entry-Exit-System).⁴⁰⁷ Angesichts der Historie des Gasmarkts ist es nicht auszuschließen, dass sich der Einigungsvorgang schwierig gestaltet.⁴⁰⁸ Die bestehenden Unsicherheiten könnte der Gesetzgeber mit einer Verabschiedung einer Wasserstoffnetzzugangsverordnung abschwächen, wenn in dieser z.B. ein Netzzugangskonzept enthalten ist.⁴⁰⁹

*Die Rahmenbedingungen des Leitungsnetzzugangs für Dritte waren im Energiesektor nicht immer einer staatlich verordneten Regulierung unterworfen. Vorher wurden die Zugangsbedingungen durch **privatrechtliche Verbändevereinbarungen** zwischen den Verbrauchern und den Versorgungsunternehmen bestimmt (verhandelter Netzzugang). Der Übergang hin zum System des „regulierten Netzzugangs“ stellte dabei eine Abkehr von der Deregulierung und Hinwendung zu staatlicher Aufsicht dar und sollte insbesondere die Nachteile des verhandelten Netzzuganges abschaffen. Die Einführung erfolgte in Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinien und der Regelung des europaweiten Netzzugangs in deutsches Recht. Der verhandelte Netzzugang im Rahmen der Wasserstoffnetzregulierung stellt damit eine Rückkehr zu dem „alten System“ dar.*

Gemäß § 28n Abs. 1 S. 1 EnWG haben Betreiber von Wasserstoffnetzen Dritten den Anschluss und Zugang zu ihren Wasserstoffnetzen zu **angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen** zu gewähren, sofern der Anschluss oder der Zugang für Dritte **erforderlich** sind. Ausnahmen von diesem Gebot sind gemäß §28n Abs. 2 S. 1 EnWG zulässig, wenn Netzbetreiber nachweisen, dass ihnen der Anschluss oder der Zugang aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Darüber hinaus legt § 28n Abs. 3 S. 1 EnWG fest, in welchem Umfang die Wasserstoffnetzbetreiber die Pflicht zur Offenlegung von Geschäftsbedingungen trifft, dies umfasst nach § 28n Abs. 3 S. 2 EnWG insbesondere Informationen zu den Entgelten für den Netzzugang und die Auskunft über Kapazitäten.

⁴⁰³ Riege/Schacht in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28 m Rn. 14 f.

⁴⁰⁴ Pfeiffer in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28 n Rn. 13.

⁴⁰⁵ BT-Drs. 19/27453, S. 120.

⁴⁰⁶ Pfeiffer in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28 n Rn. 13.

⁴⁰⁷ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 95.

⁴⁰⁸ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 95.

⁴⁰⁹ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 95.

4.4.2.2.4 Entgeltregulierung

Vorgaben für die Bildung von Netznutzungsentgelten von Wasserstoffnetze enthält § 28o EnWG. Gemäß § 28o Abs. 1 S. 1 EnWG ist § 21 EnWG nach Maßgabe der in Abs. 1 nachfolgenden Konkretisierungen entsprechend anzuwenden. Demnach müssen die Netzentgelte **angemessen, diskriminierungsfrei** und **transparent** sein. Auch das **Verbot der vertikalen Diskriminierung** findet Anwendung.⁴¹⁰

Nach § 21 Abs. 2 S.1 i.V.m. § 28 o Abs. 1 S. 1 EnWG sind die Netzentgelte vom Netzbetreiber **kostenorientiert** zu bilden. Ausgangspunkt der Kalkulation der Netzentgelte sind die tatsächlichen Kosten, die dem Wasserstoffnetzbetreiber durch den Betrieb des Netzes entstehen. Dabei können nur effiziente Kosten eingesetzt werden, also die Kosten, die von einem vergleichbaren Netzbetreiber aufgewendet würden.⁴¹¹ Eine Anreizregulierung wie in § 21a EnWG niedergelegt und eine Genehmigung von Entgelten nach §23a EnWG ist auf Betreiber von Wasserstoffnetzen wiederum nicht anzuwenden, §28o Abs. 1 S.2. Dies liegt darin begründet, dass eine **Anreizregulierung in der Markthochlaufphase nicht sinnvoll** eingesetzt werden kann. Die Entgeltsystematik kann von jedem Netzbetreiber individuell bestimmt werden kann, ohne dass es hierfür einer Genehmigung bedürfte.⁴¹² Der Gesetzgeber schließt dabei aber nicht aus, zu einem späteren Zeitpunkt, insbesondere wenn eine größere Anzahl an Betreibern von Wasserstoffnetzen tätig ist oder ein gewisses Marktniveau erreicht ist, eine Anreizregulierung einzuführen.⁴¹³ Die behördliche Kontrolle erstreckt sich zum jetzigen Zeitpunkt auf die Höhe der angesetzten Kosten und auf die Frage, welche Teile des Netzes über die Netzentgelte finanziert werden können. §28o Abs. 2 EnWG enthält eine Verordnungsermächtigung, um in erster Linie die Methoden der Ermittlung dieser Kosten zu regeln. Auf Grundlage dieser Ermächtigung wurde die **Wasserstoffnetzentgeltverordnung**⁴¹⁴ (WasserstoffNEV) erlassen.

4.4.2.2.4.1 WasserstoffNEV

Die Verordnung dient dazu, die **Netzkosten** zu ermitteln. Die Netzkosten wiederum bilden die Grundlage für die Entgelte, die Wasserstoffnetzbetreiber für den Zugang zu ihren Netzen erheben dürfen. Dabei gilt die Verordnung für all diejenigen Netzbetreiber, die sich der Regulierung nach §28j Abs. 3 EnWG unterworfen haben, § 1 WasserstoffNEV. Bewusst hat sich der Ordnungsgeber dazu entschlossen lediglich die **Grundzüge der Entgeltermittlung** vorzugeben. Eine exakte Vorgabe, wie die regulierten Wasserstoffnetzbetreiber ihre Entgelte zu bilden haben, lässt sich der Verordnung nicht entnehmen.⁴¹⁵ Die Wasserstoffnetzbetreiber sind vielmehr verpflichtet, Berechnungen durchzuführen, um die Entgelte zu verproben.⁴¹⁶

Gemäß § 2 Abs. 1 S.1 WasserstoffNEV haben die Betreiber von Wasserstoffnetzen im Rahmen der Ermittlung der Entgelte sicherzustellen, dass ihr Entgeltsystem im Grundsatz geeignet ist, die nach § 28o EnWG genehmigten oder festgelegten Kosten zu decken. Anders als im Gasbereich im Falle der Anreizregulierung gibt es mithin **keine festgelegte Erlösbergrenze**.⁴¹⁷ Nach § 2 Abs. 3 WasserstoffNEV ist es darüber hinaus grundsätzlich möglich, Teilnetze zu bilden und für diese eine gesonderte Kalkulierung durchzuführen. Die Netzkosten werden wie auch im Gassektor aus der Summe gebildet, die sich aus den aufwandsgleichen Kosten, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der kalkulatorischen Steuern, abzüglich kostenmindernder Faktoren, ergibt.⁴¹⁸

Förderzuschüsse sind in der Regel bei der Ermittlung der Basis der Eigenkapitalverzinsung als kostenmildernd zu berücksichtigen, § 3 WasserstoffNEV. Darüber hinaus können Netzanschlusskosten, bzw. Kosten für Änderungen des Netzanschlusses von den Anschlussnehmern verlangt werden, § 4 Abs. 1 WasserstoffNEV. Auch Baukostenzuschüsse können gemäß § 5 WasserstoffNEV in der Regel von den Anschlussnehmern verlangt werden. § 5 WasserstoffNEV betrifft damit ebenso wie § 4 WasserstoffNEV die Frage, wer die Kosten für den Anschluss an ein Wasserstoffnetz zu tragen hat.⁴¹⁹

⁴¹⁰ Pfeiffer in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28o, Rn. 1.

⁴¹¹ Pfeiffer in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28o, Rn. 2.

⁴¹² BT-Drs. 19/27453, S. 121.

⁴¹³ BT-Drs. 19/27453, S. 121.

⁴¹⁴ Wasserstoffnetzentgeltverordnung vom 23. November 2021 (BGBl. I S. 4955).

⁴¹⁵ BR-Drs. 734/21, S. 18.

⁴¹⁶ BR-Drs. 734/21, S. 19.

⁴¹⁷ Trepte/Mussaeus, Wasserstoffnetzentgelte beschlossen, PwC Blogs.

⁴¹⁸ Trepte/Mussaeus, Wasserstoffnetzentgelte beschlossen, PwC Blogs.

⁴¹⁹ BR-Drs. 734/21, S. 20.

Die Grundsätze der Netzkostenermittlung sind in § 6 der WasserstoffNEV niedergelegt. Nach § 6 EnWG Abs. 2 sind bilanzielle (also aufwandsgleiche) und kalkulatorische Kosten für die Wasserstoffnetzinfrastruktur nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Betreibers eines Wasserstoffnetzes entsprechen. Auf diesem Weg soll sichergestellt werden, dass nur solche Kosten berücksichtigt werden, die sich ihrem Umfang nach in einem Wettbewerb einstellen würden.⁴²⁰

Gemäß § 13 WasserstoffNEV finden die §§ 8, 9 WasserstoffNEV bei **Umstellung bestehender Gasinfrastruktur auf reinen Wasserstofftransport** Anwendung. Dies umfasst besondere Regelungen bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen bei auf ausschließlichen Wasserstofftransport umgestellten Altanlagen des Gasversorgungsnetzes nach § 9 WasserstoffNEV. Ziel dieser Sonderregelungen ist es, dass es im Rahmen der Abgabe der Altanlagen des Gasnetzbetriebs an den Wasserstoffnetzbetreiber es nicht zu wirtschaftlich unbegründetem Wertverlust kommt. Die besondere Regelung ist dabei nur auf Anlagen der Gasversorgung anwendbar, die erstmals vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurde.

Nach § 10 WasserstoffNEV erfolgt die Verzinsung des von Betreibern von Wasserstoffnetzen eingesetzten Eigenkapitals im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung). Damit wird § 28o Abs. 1 S. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG umgesetzt: Die Ermittlung der Netzkosten muss deshalb unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals erfolgen.⁴²¹ Die Ermittlung soll ab 2028 von der Bundesnetzagentur übernommen werden. Im Rahmen des Plan-Ist-Kostenabgleichs nach § 14 WasserstoffNEV beträgt die Kalkulationsperiode ein Jahr. Die ermittelten Netzkosten sind von der Regulierungsbehörde genehmigen zu lassen. Wird die Genehmigung nicht erteilt, greift eine gesetzliche Fiktion und das Entgelt gilt als genehmigt.

4.4.2.2.4.2 Europarechtskonformität der WasserstoffNEV

Das Urteil des EuGH⁴²² vom 2.09.2021 in der Sache Kommission/Deutschland wirft die Frage auf, ob die erst im Dezember 2021 verabschiedete WasserstoffNEV europarechtskonform ist. In dem Urteil stellt der EuGH die Europarechtskonformität des deutschen Regulierungsansatzes in Frage. Konkret geht es um das Regulierungssystem, das sich ganz wesentlich auf die auf Grundlage des § 24 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen stützt (etwa StromNEV, GasNEV und ARegV). Der EuGH sieht dieses System als unvereinbar mit dem europäischen **Grundsatz der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden** an. So heißt es im Urteil, dass § 24 EnWG der Bundesregierung unmittelbar bestimmte Zuständigkeiten übertrage, die ausschließlich nationalen Regulierungsbehörden vorbehalten seien und verleihe ihr unter Verstoß gegen das Unionsrecht die Befugnis, die nationalen Regulierungsbehörden zu dieser Zuständigkeit zu ermächtigen.⁴²³ Auch im Richtlinienentwurf des Gaspakets finden sich umfangreiche Vorgaben, die diesen Grundsatz weiter bestärken. Es ist damit nicht ausgeschlossen, dass das Urteil damit auch auf die WasserstoffNEV Anwendung und damit ihre Fortgeltung in Frage zu stellen ist.⁴²⁴ Insgesamt kann an der bisherigen Ausgestaltung der allgemeinen Regulierungssystematik nicht festgehalten werden.⁴²⁵

4.4.2.3 Wasserstoffspeicher

Wie bereits unter 3.2.2 dargestellt, wird der **Speicherung von Wasserstoff** im Rahmen des Hochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft und der Etablierung einer Wasserstofftransportinfrastruktur eine erhebliche Bedeutung zukommen. Diese können ebenfalls einer Regulierung nach dem EnWG unterfallen. Denn der Begriff der Wasserstoffspeicheranlagen ist nunmehr auch in § 3 Nr. 39b EnWG legaldefiniert *als einem Energieversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Wasserstoff, mit Ausnahme von Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Wasserstoffnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind*.

Die Definition ist technologieoffen. Entsprechend können alle Speicherarten unterschiedlicher Art, mithin auch Untergrundkavernenspeicher tatbestandlich erfasst sein⁴²⁶, sofern sie einem Energieversorgungsunternehmen gehören oder von ihm

⁴²⁰ BR-Drs. 734/21, S. 23.

⁴²¹ BR-Drs. 734/21, S. 26.

⁴²² EuGH, Urteil vom 2. September 2021, C-718/18.

⁴²³ EuGH, Urteil vom 2. September 2021, C-718/18 Rn. 115.

⁴²⁴ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (174).

⁴²⁵ Deutscher Bundestag, Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur, 2022, S. 7.

⁴²⁶ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 34.

betrieben werden. Speicher, die von Wasserstoffherzeugungsunternehmen betrieben werden, fallen mithin nicht unter den energierechtlichen Begriff der Wasserstoffspeicheranlage.

Gemäß § 28j Abs. 2 EnWG können sich auch Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen einer **fakultativen Regulierung** unterwerfen. Als Wasserstoffspeicherbetreiber gelten natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Speicherung von Wasserstoff wahrnehmen und für den Betrieb einer Wasserstoffspeicheranlage verantwortlich sind, § 3 Nr. 10c EnWG. Unterwirft sich der Betreiber einer Wasserstoffspeicheranlage, findet gemäß § 28j Abs. 2 EnWG auch § 28n EnWG entsprechende Anwendung und damit die dort niedergelegten Anschluss- und Zugangsbedingungen: So trifft im Fall des Opt-ins durch den Betreiber der Wasserstoffspeicheranlagen diesen die Verpflichtung, Dritten den Anschluss und den Zugang zu ihrem Speicher zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren, sofern der Anschluss oder der Zugang für Dritte erforderlich ist. Der Zugang ist dabei im Wege des **verhandelten Netzzugang** zu gewährleisten. Damit können für den Zugang individuelle Nutzungsentgelte nach den allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen festgesetzt werden.⁴²⁷

4.4.2.4 Terminals

Im Rahmen der Diskussion über den effektiven Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft spielt der Import von Wasserstoff bzw. seinen Derivaten eine wesentliche Rolle. Perspektivisch soll der Import dabei nicht nur über Pipelines, sondern auch über den Seeweg realisiert werden. Für die Anlandung und Aufbereitung der Stoffe für ihren Weitertransport wird hierfür eine Terminalinfrastruktur nötig werden (siehe zu den planungs- und genehmigungsrechtlichen Aspekten, sowie der unterschiedlichen Anlagenarten 4.2.4).

Angesichts der aktuell bestehenden Herausforderungen in der Energieversorgung, wird der schnelle Ausbau von LNG-Terminal-Infrastruktur momentan verstärkt vorangetrieben. Zwar steht der Import von Flüssiggas kaum in Einklang mit ambitionierten Klimazielen. Wie aus dem LNG-Beschleunigungsgesetz, das eine rasche Errichtung und Inbetriebnahme der Terminalinfrastruktur zum Ziel hat, jedoch hervorgeht, soll der spätere Betrieb der Terminals mit Wasserstoff oder seinen Derivaten bei der Planung mitgedacht werden. So sieht das Gesetz vor, dass Anlagen, die über den 31.12.2043 hinaus betrieben werden, nur dann eine Genehmigung für den Weiterbetrieb erhalten, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate betrieben werden. Es bestehen allerdings nach wie vor erhebliche Unklarheit und Unsicherheit darüber, ob und wie die viel zitierte *H2-readiness* eines LNG-Terminals tatsächlich durch eine bloße Umrüstung erreicht werden kann.

LNG-Terminals sind in der Regel LNG Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 26 EnWG. Demnach ist eine LNG-Anlage *eine Kopfstation zur Verflüssigung von Erdgas oder zur Einfuhr, Entladung und Wiederverdampfung von verflüssigtem Erdgas; darin eingeschlossen sind Hilfsdienste und die vorübergehende Speicherung, die für die Wiederverdampfung und die anschließende Einspeisung in das Fernleitungsnetz erforderlich ist, jedoch nicht die zu Speicherzwecken genutzten Teile von LNG Kopfstationen*. Dabei gelten LNG-Anlagen als **Teil des Gasversorgungsnetzes** nach § 3 Nr. 20 EnWG.

LNG-Anlagen bzw. deren Betreiber unterliegen damit grundsätzlich dem **energiewirtschaftlichen Regulierungsregime**. So ist der Betrieb von LNG-Anlagen beispielsweise unter Entflechtungsgesichtspunkten relevant: Gemäß § 3 Nr. 38 EnWG ist ein vertikal integriertes Unternehmen auch dann gegeben, wenn beispielsweise die Funktion Fernleitung und Betrieb einer LNG-Anlage von einem Unternehmen wahrgenommen wird. Um die Konkretisierung der regulierungsrechtlichen Vorgaben hinsichtlich des Betriebs von LNG-Terminals zu ermöglichen, wurden im Mai 2022 Änderungen im EnWG vorgenommen. Nach § 26 EnWG kann die **Bundesnetzagentur** durch Festlegung oder Genehmigung nach § 29 Abs.1 EnWG Regelungen für den **Zugang zu LNG-Anlagen** treffen. Der Gegenstand der Regelungen wird sodann numerisch aufgelistet. Hierzu zählen unter anderen die Rechte und Pflichten eines Betreibers von LNG-Anlagen sowie die Bedingung, unter denen der Betreiber den Zugang zur LNG-Anlage gewähren muss. Am 28.06.2022 wurde ein **Festlegungsverfahren** durch die BNetzA eingeleitet und den relevanten Marktakteuren zur Konsultation gestellt. Ausgangspunkt des Festlegungsverfahrens ist dabei, dass mangels einer etablierten LNG-Infrastruktur auch keine ausdifferenzierten und auf die Besonderheiten von LNG-Terminals abgestimmten

⁴²⁷ Stiftung Umweltenergie, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft 2021, S. 35.

Zugangsregulierungen bestehen.⁴²⁸ Die von der BNetzA vorgestellten Regelungen betreffen allein den regulierungsrechtlichen Rahmen für den Zugang zu LNG-Anlagen, um für Marktakteure diskriminierungsfreie und einheitliche Regelungen zu entwerfen.⁴²⁹ Nicht umfasst sind Anlagen, die gemäß § 28a EnWG von der Regulierung ausgenommen sind.

Während die regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen im EnWG sich in einem Anpassungs- und Fortentwicklungsprozess befinden, lässt sich die gleiche Aussage nicht für (künftig) zu errichtende Wasserstoffterminals treffen. Wasserstoffterminals lassen sich weder unter den Begriff der LNG-Anlage noch unter den grundsätzlich weiten Begriff der Wasserstoffspeicheranlage subsumieren. Die Notwendigkeit und (zukünftige) Existenz von Wasserstoffterminals wird zwar implizit durch die planungsrechtlichen Vorgaben des Teils 5 für Wasserstoffinfrastruktur in Zusammenhang mit Anbindungsleitung erkannt. Zum Bearbeitungszeitpunkt fehlt jedoch an einem gesetzlichen Ansatzpunkt für eine energierechtliche Regulierung von Wasserstoffterminals im nationalen Recht.

⁴²⁸ BNetzA, Beschlusskammer 7, Az.: BK7-22-060, Einleitung eines Festlegungsverfahrens zur Ausgestaltung des Zugangs zu LNG-Anlagen, 2022, S. 1.

⁴²⁹ BNetzA, Beschlusskammer 7, Az.: BK7-22-060, Einleitung eines Festlegungsverfahrens zur Ausgestaltung des Zugangs zu LNG-Anlagen, 2022, S. 2.

4.4.2.5 Hemmnisanalyse

Das Regulierungsregime des EnWG ist als **Übergangsregime** ausgestaltet, weil eine dezidierte Regelung der Materie auf europäischer Ebene in den kommenden Monaten erwartet wird. Eine Auswertung des vorliegenden Entwurfs des Gaspakets der Kommission und seiner Auswirkungen auf das EnWG werden unter 4.4.3 näher beleuchtet. Da das europäische Gesetzgebungsverfahren noch nicht abgeschlossen ist, bleiben die Regelungen des EnWG vorerst das relevante Regulierungsregime für reine Wasserstoffnetze. Im Folgenden werden daher die sich hieraus ergebenden rechtlichen Hemmnisse für den Wasserstoffhochlauf analysiert. Die folgende Tabelle gibt einen ersten Überblick.

Regelungsbereich	Identifizierte wesentliche Hemmnisse
Opt-In Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> Wahlmöglichkeit zwar für die Anfangsphase sinnvoll, in der Umsetzung kann es aber an grundlegenden Anreizen fehlen, sich der Regulierung zu unterwerfen
Bedarfsgerechtigkeit	<ul style="list-style-type: none"> Fehlende Konkretisierung der Voraussetzungen könnte das Verfahren zur Feststellung der Bedarfsgerechtigkeit verzögern Beschleunigungsmöglichkeiten zur Durchführung des Prüfverfahrens sind nur unzureichend gesetzlich umgesetzt
Entflechtung	<ul style="list-style-type: none"> Rechtsunsicherheit verbleibt hinsichtlich der Erfordernisse der geforderten vertikalen Entflechtung
Netzzugang und Netzentgelte	<ul style="list-style-type: none"> Ergänzende Konkretisierung durch den Ordnungsgeber bei bestehender Zuständigkeit in Form von WasserstoffNZV denkbar, es bestehen aber Zweifel an der grundsätzlichen Zuständigkeit des Ordnungsgebers

Tabelle 12: Wesentliche rechtliche Hemmnisse in der nationalen Regulierung von Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

Die Gestaltung im Sinne einer Übergangsregulierung, die Flexibilität für Netzbetreiber erlaubt, leuchtet angesichts der Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung des Wasserstoffmarktes grundsätzlich ein. Gerade mit Blick auf die erwarteten Regulierungsvorgaben auf europäischer Ebene stellt sich jedoch die Frage, ob das eingeführte Regime überhaupt eine „Daseinsberechtigung“⁴³⁰ hat. Denn es ist zweifelhaft, ob der Einstieg in einen regulierten Netzbetrieb gegenüber einem unregulierten Netzbetrieb für Investoren zum jetzigen Zeitpunkt attraktiv ist.⁴³¹ Ein unmittelbarer finanzieller Vorteil ergibt sich hieraus nicht. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit außerhalb des Übergangsregimes Vereinbarungen zu treffen.⁴³² Auch wenn die Vorgaben für einen ersten Regulierungsrahmen vom Gesetzgeber gezielt schlank gehalten wurden: Das Ziel eines *zügigen und rechtssicheren Einstiegs in den schrittweisen Aufbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft*⁴³³ hat das Regulierungsmodell jedenfalls dann **verfehlt**, wenn es **faktisch keinen Anwendungsbereich** hat, weil die Möglichkeit zur Regulierung nicht oder kaum wahrgenommen wird.

Auch innerhalb der Detailregelungen des Regulierungsregimes bestehen **rechtliche Unklarheiten**, die die Nutzbarmachung der Regulierung für den Wasserstoffhochlauf erschweren.

Dies gilt zum einen hinsichtlich der Prüfung der **Bedarfsgerechtigkeit**, die Voraussetzung für die wirksame Unterwerfung des Regulierungsregimes ist. Hier stehen die gesetzlichen Vorgaben der Gewährleistung eines zügigen und effektiven Verfahrens

⁴³⁰ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (167).

⁴³¹ Stelter, Christian/Schieferdecker, Bernd/Lange, Moritz, Der Gesetzesentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (102).

⁴³² Stelter, Christian/Schieferdecker, Bernd/Lange, Moritz, Der Gesetzesentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99 (102).

⁴³³ BT-Drs. 19/27453, S. 3.

zur Bestimmung der Bedarfsgerechtigkeit entgegen: Hinsichtlich der Unterlagen, die seitens des Netzbetreibers vorgelegt werden müssen, enthält § 28p EnWG nur rudimentäre Vorgaben. Hier könnte die Bundesnetzagentur tätig werden, Konkretisierungen vornehmen und bereits vorab entsprechende Hinweise geben, um den Prozess zu vereinfachen.⁴³⁴ Darüber hinaus wird eine Art Genehmigungsfiktion dann angenommen, wenn der Netzbetreiber die Unterlagen eingereicht hat und die Regulierungsbehörde vier Monate untätig bleibt, § 28p Abs. 5 EnWG. Gleichzeitig hat die Regulierungsbehörde aber ein zeitlich und inhaltlich unbegrenztes Nachforderungsrecht hinsichtlich der einzureichenden Unterlagen, § 28 Abs. 1 S. 2 EnWG. Erst ab Eingang der nachgeforderten Unterlagen beginnt die Viermonatsfrist zu laufen. Die begrüßenswerte **Beschleunigungswirkung der Fiktion** wird damit erheblich eingeschränkt.⁴³⁵

Hinsichtlich der **Entflechtungsregelungen** der zentralen Norm § 28m EnWG verbleibt **Rechtsunsicherheit** dahingehend, welche konkreten Maßnahmen erforderlich sind, um die geforderte Unabhängigkeit des Netzbetriebs zu gewährleisten.⁴³⁶ Insbesondere fehlt es an einem Verweis, der mit den Vorgaben aus § 6 Abs. 1 S. 2 EnWG vergleichbar wäre. Die Netzbetreiber sind somit darauf verwiesen, das in § 28 m Abs. 1 S. 3 EnWG formulierte Tätigkeitsverbot selbstständig umzusetzen, was dann wiederum einer Kontrolle durch die Regulierungsbehörde unterliegt.⁴³⁷ Diese **unklaren Regelungen** erschweren es den Netzbetreibern zu antizipieren, auf welche Art und Weise sie die Entflechtungsvorgaben des EnWG umsetzen müssen. Diese **Intransparenz** verringert die Wahrscheinlichkeit, dass sich potenzielle Netzbetreiber aufgrund eines schwer abschätzbaren Aufwands im Rahmen der Entflechtung für einen regulierten Betrieb entscheiden.

Hinsichtlich des Modells des verhandelten **Netzzugangs** verbleibt Unsicherheit, ob die Marktakteure in der Lage sein werden, die notwendigen Vereinbarungen zügig zu treffen. Hierfür sprechen die Erfahrungen aus dem Strom- und Gasbereich. Grundsätzlich wäre hier für einen höheren Grad der Konkretisierung zielführend, wenn der Ordnungsgeber (weiter) von seiner Ermächtigung Gebrauch macht, beispielsweise in Form einer Wasserstoffzugangsverordnung. Allerdings ist an dieser Stelle auf das Vertragsverletzungsurteil des EuGH zur Unabhängigkeit der Energieregulierung vom 02.09.2021 hinzuweisen, dass diese rechtliche Gestaltungsmöglichkeit durch den Ordnungsgeber grundsätzlich in Frage stellen könnte. Eine Ähnliche Problematik stellt sich im Hinblick auf die WasserstoffNEV. Es ist nicht abschließend geklärt, ob das Urteil des EuGH neben dem Strom -und Gassektor auch auf den Wasserstoffsektor Anwendung findet. Ist dies der Fall, werden Anpassungen durch den deutschen Gesetzgeber nötig werden, um europarechtlichen Vorgaben zu genügen.

Es ist nicht abschließend geklärt, wie die **Finanzierung** des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur erfolgen soll. Im EnWG ist die Finanzierung weitgehend ungeregelt. Neben der Finanzierung über Zuschüsse ist es denkbar, die Netze über die allgemeinen Gasnetzentgelte mitzufinanzieren. Eine solche Querfinanzierung ist derweil ausdrücklich durch das EnWG ausgeschlossen, wie sich aus § 28k Abs. 2 S. 1 EnWG ergibt. Neben der Frage der Europarechtskonformität wird vor allem das Argument vertreten, dass nur eine verursachergerechte Finanzierung auch zu effizienten Investitionsentscheidungen führen kann.⁴³⁸ Gerade in Anbetracht der aktuellen Energiekrise würde die Belastung der von der Verursachung entkoppelten Endkunden schwer wiegen. Dennoch birgt die Querfinanzierung nicht zu vernachlässigende Vorteile. In der Anfangsphase des Markthochlaufs, gerade wenn noch nicht alle Kapazitäten der Wasserstoffnetze gebucht sind, könnten die Netzentgelte aus dem Strom - und Gassektor zur Finanzierung der Leitungen verwendet werden. Dies würde die Amortisation der Anfangskosten erleichtern⁴³⁹, Investitions- und Ausbauanreize schaffen und letztlich die Planungssicherheit erhöhen. Hinzukommt, dass jedenfalls eine reine Finanzierung der Wasserstoffnetze durch angeschlossene Nutzer dazu führen würde, dass sich die Kosten auf nur wenige Abnehmer verteilen. „First Movers“ würden unverhältnismäßig belastet, was den Wasserstoffhochlauf hindert.⁴⁴⁰ Eine überproportionale Kostenbelastung scheint hier auch deshalb nicht angemessen, da der Aufbau des Wasserstoffnetzes im Ergebnis der gesamten Wirtschaft zugutekommen soll.⁴⁴¹ Angesichts des enormen Transformationsprozesses,

⁴³⁴ *Elsplas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (261).

⁴³⁵ *Elsplas/Lindau/Ramsauer*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R 2021, 258 (260).

⁴³⁶ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28m Rn. 22 f.

⁴³⁷ *Riege/Schacht* in: Assmann/Pfeiffer, BeckOK EnWG, 2022, § 28m Rn. 22 f.

⁴³⁸ *Monopolkommission*, Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Rn. 311, S. 110.

⁴³⁹ *Sieberg/Cesarano*, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (173).

⁴⁴⁰ *BDI*, Stellungnahme – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG), Abschnitt 3b „Regulierung von Wasserstoffnetzen“, 2021, S. 6.

⁴⁴¹ *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (197).

der für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft notwendig ist, scheint eine Querfinanzierung – neben einem staatlichen Finanzierungsanteil- als ein naheliegender Baustein für ein Finanzierungskonzept. Die Finanzierung sowohl des Aufbaus von Wasserstoffnetzen als auch der Umstellung der Erdgasleitungen auf Wasserstoff ist die Voraussetzung für die Entstehung einer Wasserstoffwirtschaft. Gerade in der Anfangsphase kann es von Vorteil sein sich einfacher Instrumente zu bedienen, anstatt nur durch die Entwicklung neuer Marktmechanismen oder Zuschussprogramme den tatsächlichen Wasserstoffnetzaufbau zu verzögern und damit einhergehende Rechtsunsicherheiten in Kauf zu nehmen. Die Problemstellung wird unter Bezugnahme auf aktuelle europäische Entwicklung im nachfolgenden Kapitel näher erläutert.

4.4.3 Das Gaspaket

Derzeit werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Gas- und Wasserstoffmarkt auf europäischer Ebene neu verhandelt. Die Kommission hat am 15.12.2021 im Rahmen des Gaspakets ihre Legislativvorschläge zur Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und der Gasbinnenmarkt-Verordnung veröffentlicht.⁴⁴² Es besteht aus einem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff⁴⁴³ (im Folgenden: GasRL-E) und dem Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff⁴⁴⁴ (im Folgenden GasVO-E). Dieses Legislativpaket für Wasserstoff und dekarbonisierte Gase sieht zum einen die Überarbeitung der Verordnung über Erdgasfernleitungsnetze sowie der Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vor. Darüber hinaus zielt es unter anderem darauf ab, Voraussetzungen für die Steigerung des Anteils erneuerbarer und CO₂-armer Gase im Energiesystem und geeignete Bedingungen für Marktakteure zu schaffen. Es soll ferner auch die Integration und den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase zum bestehenden Gasnetz erleichtern und eine integrierte Netzplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze fördern. Zu beachten ist die unterschiedliche Rechtsform der vorgeschlagenen Rechtsakte, § 288 AEUV: Die Richtlinie muss zunächst noch ins nationale Recht umgesetzt werden, während europäische Verordnungen grundsätzlich direkt Anwendung finden. Letztere regeln daher meist Sachverhalte mit konkret grenzüberschreitendem Bezug, während Richtlinien Vorgaben an die Marktstrukturen für einen funktionierenden und diskriminierungsfreien europäischen Binnenmarkt von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden müssen. Entsprechend beinhaltet die Richtlinie Regelungen zur Öffnung des Erdgassystems für erneuerbare und dekarbonisierende Gase, sowie ein umfassendes Regelungsregime für Wasserstoff, einschließlich Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffnetze. Sie tritt potenziell zum 01.01.2023 in Kraft mit einem Umsetzungszeitraum bis zum 31.12.2023. Die Verordnung wiederum enthält relevante Regeln zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, einschließlich der Regelung zum Zugang zu speziellen Wasserstoffnetzen. Die Verhandlungen zum Gaspaket dauern an. Die Abstimmungen im Parlament zum Report des Berichterstatters sind für Ende November 2022 vorgesehen.⁴⁴⁵ Der Rat möchte bis Ende Dezember 2022 seine Position finalisieren.⁴⁴⁶

Im Folgenden wird das dort vorgesehene allgemeine Regulierungskonzept (4.4.3.1) dargestellt, um dann näher auf die Themen der Entflechtung (4.4.3.2), Anschluss- und Zugangsregulierung (4.4.3.3) Quersubventionierung (4.4.3.5), sowie Speicher- (4.4.3.6) und Terminalregulierung (4.4.3.7) einzugehen. Im Anschluss wird der daraus resultierende potenzielle Anpassungsbedarf des EnWG beleuchtet (4.4.3.8). Abschließend erfolgt eine Hemmnisanalyse (4.4.3.9).

4.4.3.1 Regulierungskonzept

Mit dem vorgeschlagenen Regulierungskonzept strebt der europäische Gesetzgeber eine **Angleichung der Regulierungsvorgaben von Erdgas und Wasserstoff** an. Dies liegt ausweislich der Erwägungsgründe daran, dass auch im Wasserstoffbereich

⁴⁴² *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 29.

⁴⁴³ Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung).

⁴⁴⁴ Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie für Wasserstoff (Neufassung).

⁴⁴⁵ *Lütkehus* für energate messenger, EU Parliament still divided on hydrogen unbundling, 2022.

⁴⁴⁶ *Arthur Cox LLP* für lexology, Update and RePowerEU: fast-tracking of renewable energy projects remains a priority amid initiatives to decarbonize all sectors, 2022.

mit einem Monopol auf Ebene der Netze zu rechnen ist. In der Folge sollen die regulatorischen Instrumente hinsichtlich Zugang, Entgelte und Entflechtung im Wesentlichen auch auf den Wasserstoffsektor anwendbar sein.⁴⁴⁷ Dieser Grundsatz widerspricht dem Opt-in-Modell, das aktuell im EnWG vorgegeben ist: Eine freiwillige Unterwerfung unter ein Regulierungsregime ist mit den zukünftigen europarechtlichen Regelungen nicht vereinbar.⁴⁴⁸ Wie der deutsche Gesetzgeber nimmt auch die Kommission keine **Unterscheidung zwischen Verteilnetz- und Fernleitungsnetzebene** vor. Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente des vorgesehenen Regulierungskonzepts für reine Wasserstoffnetze dargestellt.

4.4.3.2 Entflechtung

Die im Gaspaket vorgeschlagenen Regelungen zur Entflechtung der Wasserstoffnetze waren Gegenstand erheblicher Kritik und sollen im Folgenden dargestellt werden.

4.4.3.2.1 Vertikale und diagonale Entflechtung

Art. 62 GasRL-E bestimmt, dass die Wasserstoffnetzbetreiber nach den in Art. 56 Abs. 1 bis 3 GasRL-E niedergelegten Vorschriften für die Erdgasfernleitungsnetzbetreiber zur Entflechtung angewendet werden müssen. Dieser Verweis führt derweil in den Abschnitt 2 GasRL-E und damit zu den Vorgaben zur rechtlichen, organisatorischen und operationellen Entflechtung der Unabhängigen Netzbetreiber (ISO). Hierbei dürfte es sich um ein redaktionelles Versehen handeln. Gemeint ist wohl vielmehr ein Verweis auf die Regeln des **Ownership Unbundling in Art. 54 GasRL-E**, wie sich aus der Gesamtschau mit Art. 62 Abs. 2 GasRL-E ergibt: Art. 62 Abs. 2 GasRL-E nimmt auf Art. 54 GasRL-E Bezug und ordnet an, dass die Begriffe *Gewinnung oder Versorgung* bzw. *Erzeugung oder Versorgung* auch die Erzeugung und Lieferung von Wasserstoff und der Begriff *Fernleitung* bzw. *Übertragung* den Transport von Wasserstoff einschließt. Die strengeren Regelungen des Ownership Unbundling finden damit vollständig Anwendung, weshalb der Verweis auf das weniger strenge ISO Regime an dieser Stelle wohl gegenstandslos ist.⁴⁴⁹

Aufgrund der vollumfänglichen Verweisung auf Art. 54 GasRL-E beschränkt sich die Anwendbarkeit der Regelungen zum Ownership Unbundling ferner nicht auf reine Wasserstoffnetze: Art. 62 Abs. 2 GasRL-E enthält die Gleichstellung des Wasserstoffsektors mit dem Gassektor. Aus der Vorschrift ergibt sich im Ergebnis die Verpflichtung neben der vertikalen Entflechtung auch eine **diagonale, somit sektorenübergreifende Entflechtung zwischen dem Gas- und Wasserstoffsektor** vorzunehmen.⁴⁵⁰ In der Folge bedeutet dies, dass in einem ersten Schritt eine Entflechtung nach den Regeln des Ownership Entflechtung im Wasserstoffsektor erfolgen muss. In einem zweiten Schritt zieht die diagonale Entflechtung eine Entflechtung des Wasserstoffsektors und des Gassektors (und auch des Stromsektors) nach sich.⁴⁵¹

Alternativ kann gemäß Art. 62 Abs. 3 GasRL-E ein Mitgliedsstaat in den Fällen, **in denen das Wasserstoffnetz am Zeitpunkt des Inkrafttretens der Richtlinie** einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte, die Ownership Unbundling Regeln **nicht anwenden** und stattdessen einen **unabhängigen Wasserstoffnetzbetreiber** im Sinne eines ISO nach Art. 55 GasRL-E benennen.

Zudem enthält Art. 62 Abs. 4 GasRL-E eine **Befristung für die Anwendung des ITO-Modells** zum 31.12.2030. Damit bliebe dieses Modell für Wasserstoffnetzbetreiber nur für eine recht kurze Übergangszeit anwendbar.

4.4.3.2.2 Horizontale Entflechtung und buchhalterische Entflechtung

Eine weitere Neuerung stellt Art. 63 GasRL-E dar. Nach den Entwürfen der europäischen Kommission ist nun auch **die horizontale Entflechtung** der Wasserstoffnetzbetreiber gefordert. Art. 63 GasRL-E regelt, dass ein Wasserstoffnetzbetreiber, der Teil eines Unternehmens ist, das in einem der Bereiche Fernleitung bzw. Übertragung oder Verteilung von Erdgas oder Strom tätig ist, er zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform unabhängig sein muss.

Ausweislich Erwägungsgrund 68 GasRL-E wird zwar erkannt, dass *der gemeinsame Betrieb von Wasserstoffnetzen und Gas- und Stromnetzen Synergien schaffen und daher zulässig sein [sollte], doch sollten die Tätigkeiten zum Betrieb des Wasser-*

⁴⁴⁷ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (167).

⁴⁴⁸ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (167).

⁴⁴⁹ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (169).

⁴⁵⁰ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (170).

⁴⁵¹ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (170).

stoffnetzes in einer separaten Rechtsperson organisiert werden, um Transparenz in Bezug auf die Finanzierung und die Verwendung der Zugangstarife zu gewährleisten. Das bedeutet, dass es, anders als im Gas- und Strombereich, nicht möglich sein wird, ein Wasserstoffnetz und ein Erdgasnetz gemeinsam, das heißt in einer Gesellschaft zu betreiben.

Art. 69 GasRL-E regelt die Entflechtung der Rechnungslegung und damit die Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung. Die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung von Wasserstoff übernehmen die im wesentlichen bekannten Inhalte⁴⁵²: Um nach Art. 69 Abs. 3 GasRL-E die Vermeidung von Diskriminierung, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen sicherzustellen, sind die Unternehmen verpflichtet in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, LNG, Wasserstoffterminals, Speicherung von Erdgas und Wasserstoff sowie Wasserstofftransport zu führen.

4.4.3.2.3 (Befristete) Ausnahme von den Entflechtungsvorgaben

Gemäß Art. 48 Abs. 1 GasRL-E können die Mitgliedsstaaten veranlassen, dass die Regulierungsbehörden für Wasserstoffnetze, in denen Wasserstoff von einem Einspeisepunkt zu einer begrenzten Anzahl von Ausspeisepunkten **innerhalb eines geografisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiets** transportiert wird (etwa Inselnetze), eine Ausnahme von Art. 62 GasRL-E gewähren. Die Ausnahmen sind mindestens bis zum 31.12.2030 zu gewähren. Die Ausnahme entfällt danach jedoch nicht ohne weiteres: Vielmehr endet die sie nach Art. 48 Abs. 2 GasRL-E dann, wenn entweder ein konkurrierender Erzeuger von erneuerbarem Wasserstoff Zugang zum Netz beantragt oder das Wasserstoffnetz, für das die Ausnahme gilt, mit einem anderen Wasserstoffnetz verbunden wird.

4.4.3.3 Anschluss und Zugangsregulierung

Vorgaben zum Zugang zur Wasserstoffnetzen ist in Abschnitt II GasRL-E geregelt. Gemäß Art. 31 Abs. 1 GasRL-E gewährleisten die Mitgliedsstaaten die Einführung eines Systems für den regulierten Zugang Dritter zu den Wasserstoffnetzen, das auf veröffentlichten Tarifen beruht und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Wasserstoffnetzes angewandt wird. Der Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen soll mithin entsprechend der bereits bekannten Regulierungsinstrumente aus dem Strom- und Gassektor gestaltet werden. Gemäß Art. 31 Abs. 4 GasRL-E steht es den Mitgliedstaaten nur bis zum 31.12.2030 frei, den Zugang im Wege eines verhandelten Netzzugangs zu gewährleisten. Ein **Verweigerungsrecht** hinsichtlich des Zugangs und des Anschlusses ist in Art. 34 GasRL-E normiert und kann im Wesentlichen aus Gründen der mangelnden Kapazität erfolgen.

Art. 6. der GasVO-E regelt die Wasserstoffnetzbetreiber betreffenden **Dienstleistungen für den Netzzugang für Dritte**. Nach Art. 6 Abs. 1 GasVO-E bieten sie ihre Dienstleistungen allen Netznutzern diskriminierungsfrei an. Art. 6 Abs. 6 GasVO-E sieht weiter vor, dass ab dem 01.01.2031 Wasserstoffnetze als Einspeise-/Ausspeisernetze organisiert sein müssen. Ab diesem Zeitpunkt gelten die in Art. 15 GasVO-E niedergelegten Regeln, und damit die Vorgaben der **Entgeltgenehmigung**, auch für Zugangstarife für Wasserstoffnetze, Art. 7 Abs. 7 S.1 GasVO-E.

Die Richtlinie definiert in Art. 2 Nr. 53 GasRL-E das **Einspeise-Ausspeisesystem** als *die Gesamtheit aller Fernleitungs- und Verteilernetze, für die ein spezifisches Bilanzierungssystem gilt*. Die Verordnung weicht hiervon ab und definiert das Einspeise-Ausspeisesystem als *Gesamtheit aller Fernleitungs- und Verteilernetze oder aller Wasserstoffnetze, für die ein spezifisches Bilanzierungssystem gilt*.

4.4.3.4 Entgeltregulierung

Gemäß Art. 31 Abs. 2 GasRL-E stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass **Tarife** oder die Methoden zu ihrer Berechnung gemäß Art. 72 GasRL-E von einer in Art. 70 GasRL-E genannten Regulierungsbehörde vor deren Inkrafttreten **genehmigt** werden und dass die Tarife und die Methoden vor ihrem Inkrafttreten **veröffentlicht** werden. Ausdrücklich ist damit das Konzept einer **ex-ante-Regulierung** im Entwurf niedergelegt, was wiederum eine weitere Angleichung an das Regulierungsregime des Strom- und Gasmarkts bedeutet.⁴⁵³ Ergänzt werden die Vorgaben zur Entgeltregulierung durch den Verordnungsentwurf: Gemäß Art. 15 Abs. 1 S. 1 GasVO-E müssen die Tarife für die Netzentgelte transparent sein und darüber hinaus der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten de-

⁴⁵² Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (171).

⁴⁵³ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (172).

nen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Weiter legt Art. 15 Abs. 1 S. 2 GasVO-E fest, dass Tarife oder die Methoden zur ihrer Berechnung auf nicht diskriminierende Art und Weise angewandt werden müssen.

4.4.3.5 Quersubventionierung

Im Zusammenhang mit den Vorgaben zur Entgeltregulierung stellt sich die Frage, inwieweit der geplante europäische Rechtsrahmen die Möglichkeit zur Quersubventionierung zwischen Wasserstoff und dem Strom- bzw. Gassektor zulässt.⁴⁵⁴ Ist dies der Fall, könnten beispielsweise Netzentgelte aus der Gasversorgung für die Finanzierung von Wasserstoffnetzen aufgewendet werden. Gerade in der Anfangsphase, d.h. beim Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft könnte dies dazu beitragen, Investitions- und Ausbaureize zu schaffen.⁴⁵⁵ Entgegen der sich auch im EnWG niederschlagenden Auffassung, dass eine Querfinanzierung unzulässig sein soll, wurde die Europarechtskonformität von einigen Stimmen noch vor Veröffentlichung des Entwurfs zum Gaspaket als gegeben betrachtet: Insbesondere sei es nicht der Fall, dass gemeinsame Netzentgelte gegen das Verdikt der unzulässigen Querfinanzierung nach Art. 7 Satz 2 lit c) des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen verstoßen.⁴⁵⁶

Nach den Vorgaben des Gaspakets wäre gleichwohl eine **Trennung des regulierten Anlagevermögens** sicherzustellen. Art. 4 Abs. 1 GasVO-E normiert den allgemeinen Grundsatz, dass nach den europäischen Vorgaben eine Quersubventionierung grundsätzlich unzulässig ist und legt entsprechend fest, dass wenn ein Übertragungsnetz- oder Netzbetreiber regulierte Dienstleistungen für Wasserstoff erbringt, er die Vorschriften für die Entflechtung der Rechnungslegung gemäß Art. 69 GasRL-E einhalten muss und sein reguliertes Anlagevermögen nach Gas, Strom oder Wasserstoff trennt.

Durch ein getrenntes reguliertes Anlagevermögen soll sichergestellt werden, dass Erlöse, die durch die Erbringung bestimmter regulierter Dienstleistungen erzielt wurden, nur genutzt werden können, um die Kapitalkosten- und Betriebsausgaben zu decken, die mit Vermögenswerten verbunden sind, die Teil des regulierten Anlagevermögens sind, mit dem die regulierten Dienstleistungen erbracht wurden, Art. 4 Abs. 1 a GasVO-E. Hierzu führt Erwägungsgrund 8 der GasVO-E aus: *Im Allgemeinen ist es am effizientesten, Infrastrukturen über Erlöse zu finanzieren, die bei den Nutzern der jeweiligen Infrastruktur erzielt werden, und Quersubventionen zu vermeiden. Solche Quersubventionen wären bei regulierten Vermögenswerten auch nicht mit dem allgemeinen Grundsatz kostenorientierter Tarife vereinbar.*

Der europäische Gesetzgeber erkennt jedoch an, dass gerade zum Beginn des Markthochlaufs die Möglichkeit einer Quersubventionierung geeignet, um ist die notwendigen Investitionen schneller zu amortisieren und damit Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur attraktiver zu machen.⁴⁵⁷ In Erwägungsgrund 8 GasVO-E heißt es weiter:

In Ausnahmesituationen könnten solche Quersubventionen jedoch zu gesellschaftlichen Vorteilen führen, insbesondere in den frühen Phasen der Netzentwicklung, in denen im Vergleich zur technischen Kapazität nur wenig Kapazität gebucht wird und bedeutende Unsicherheit hinsichtlich des Zeitpunkts herrscht, zu dem sich die Kapazitätsnachfrage einstellen wird. Quersubventionen könnten daher dazu beitragen, für angemessene und vorhersehbare Tarife für die ersten Netznutzer zu sorgen und die Investitionsrisiken für die Netzbetreiber zu verringern. Sie könnten somit zu einem Investitionsklima beitragen, das die Dekarbonisierungsziele der Union unterstützt.

Quersubventionen sollten weder direkt noch indirekt von Netznutzern in anderen Mitgliedstaaten finanziert werden. Finanzmittel für Quersubventionen sollten daher nur an Ausspeisepunkten für Endkunden innerhalb desselben Mitgliedstaates eingeholt werden. Da Quersubventionen nur im Ausnahmefall genutzt werden, sollte darüber hinaus sichergestellt werden, dass sie verhältnismäßig, transparent und zeitlich befristet sind und unter Regulierungsaufsicht festgesetzt werden.

Dieser Erwägung entsprechend ist auch Art. 4 Abs. 2 und 3 GasVO-E ausgestaltet. Unter bestimmten Umständen können demnach **Finanztransfers** zwischen den Dienstleistungen über das nationale Regulierungsrecht gestattet werden. Die Genehmigung muss den Finanztransfer und das entstehende besondere Entgelt genehmigen. Gemäß Art. 4 Abs. 3 lit. c der GasVO-

⁴⁵⁴ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (172).

⁴⁵⁵ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (173).

⁴⁵⁶ FNB Gas, Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff nach dem EU-Recht, 2021, 41.

⁴⁵⁷ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (173).

E ist derzeit darauf zu achten, dass die Genehmigung nur für einen befristeten Zeitraum erteilt werden kann, der in keinem Fall länger sein darf als ein Drittel des Abschreibungszeitraums der betreffenden Infrastruktur.

4.4.3.6 Speicher

Nach Art. 1 Abs. 6 GasRL-E ist eine **Wasserstoffspeicheranlage** eine *Anlage für die Speicherung von Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von Wasserstoffterminals, jedoch mit Ausnahme des Teils der für Erzeugungstätigkeiten genutzt wird, sowie Anlagen, die ausschließlich den Wasserstoffnetzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktion vorbehalten sind*. Unter den Begriff des Wasserstoffspeichers fallen außerdem *große, insbesondere unterirdische Wasserstoffspeicher*, während kleinere, leicht nachzubauende Wasserstoffspeicheranlagen ausgenommen sind.

Hinsichtlich des Zugangs zu Speicheranlagen für Wasserstoff sieht Art. 33 GasRL-E vor, dass die Mitgliedsstaaten die **Einführung eines Systems für den regulierten Zugang Dritter zu Wasserstoffspeicheranlagen** sowie zur Wasserstoffnetzpufferung erhalten – sofern für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Versorgung von Kunden sowie für den Zugang zu Hilfsdiensten technisch und/oder wirtschaftlich erforderlich. Der regulierte Zugang soll dabei auf **veröffentlichten Tarifen** beruhen und nach **objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung** zwischen den Wasserstoffnetzbenutzern angewendet werden. Die Tarife bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung müssen dabei vor ihrem in Kraft treten von der Regulierungsbehörde genehmigt worden sein. In Kontrast zu Wasserstoffnetzen wird also für Wasserstoffspeicher eine **verpflichtende Regulierung ohne Übergangslösung** im Wege des verhandelten Netzzugangs vorgesehen.

4.4.3.7 Terminals

Eine explizite Einordnung von **Wasserstoffterminals** als Anlagen von energiewirtschaftsrechtlicher Relevanz ist bisher auf nationaler Ebene außerhalb des Kontexts der Errichtung von Anbindungsleitungen noch nicht erfolgt. Dies dürfte darin begründet liegen, dass derartige Anlagen zwar als zentrales Element für eine Wasserstoffimportinfrastruktur behandelt werden, sie aber bisher noch keine Rolle in der Praxis spielen. Demgegenüber werden Wasserstoffterminals im Rahmen des Gaspakets explizit geregelt. Der Begriff *Wasserstoffterminal* ist nunmehr in Art. 1 Abs. 8 GasRL-E legaldefiniert als eine *Anlage zur Umwandlung von flüssigem Wasserstoff oder flüssigem Ammoniak in gasförmigen Wasserstoff für die Einspeisung in das Wasserstoffnetz oder zur Verflüssigung von gasförmigen Wasserstoff, einschließlich Hilfsdiensten und vorübergehender Speicherung, die für den Umwandlungsprozess und die anschließende Einspeisung in das Wasserstoffnetz erforderlich sind, jedoch ausgenommen die zu Speicherzwecken genutzten Teile von Wasserstoffterminals*.

Gemäß Art. 32 GasRL-E sollen die Mitgliedsstaaten eine **objektive, transparente und nichtdiskriminierende Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zu Wasserstoffterminals** auf der Grundlage des **Zugangs auf Vertragsbasis** gewährleisten. Dabei sollen die Regulierungsbehörden die erforderlichen Maßnahmen treffen, damit die Benutzer von Wasserstoffterminals den Zugang zu diesen Terminals aushandeln können. Die Aushandlung des Zugangs muss dabei nach Treu und Glauben erfolgen. Den Regulierungsbehörden soll hinsichtlich der Bedingungen des Zugangs und ihren Auswirkungen auf die Wasserstoffmärkte eine Überwachungsfunktion zukommen. Wenn erforderlich, sollen sie zum Schutze des Wettbewerbs Maßnahmen zur Verbesserung des Zugangs ergreifen, Art. 32 Abs. 2 GasRL-E. Für Wasserstoffterminals ist damit zum jetzigen Zeitpunkt keine verpflichtende Regulierung vorgesehen, sondern der Zugang soll im Wege des **verhandelten Netzzugang** gewährt werden.

4.4.3.8 Potenzieller Anpassungsbedarf des EnWG an europäische Vorgaben

Wie schon verdeutlicht, liegt das sogenannte Gaspaket zum Bearbeitungszeitpunkt lediglich als Entwurf vor. Da das Gesetzgebungsverfahren auf europäischer Ebene noch nicht abgeschlossen ist, stehen die finalen Inhalte nicht fest. Gerade mit Blick auf zahlreiche kritische Stimmen, scheint es unwahrscheinlich, dass der Entwurf in dieser Form verabschiedet wird. Gleichwohl lassen sich Grundzüge der geplanten Regulierung von Wasserstoffnetzen – z.B. ihr grundsätzliches Unterfallen unter ein verpflichtendes Regulierungsregime – entnehmen. Trotz der verbleibenden Unklarheiten soll im Folgenden kurz dargestellt werden, welche Änderungen für das EnWG in Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben zu erwarten wären, würden die Regelungen so wie vorgeschlagen Anwendung finden.

Das im EnWG niedergelegte Modell müsste in diesem Fall in entscheidenden Punkten angepasst werden. Die Möglichkeit der ohnehin als Übergangslösung gedachten Opt-in Regulierung nach § 28j EnWG würde keinen Bestand haben und müsste einem verpflichtenden Regulierungsregime (mit befristeten Bereichsausnahmen) weichen müssen. Anpassungen müssten auch mit Blick auf die Entflechtungsregelung des § 28m EnWG vorgenommen werden. Bleibt es bei den vorgelegten Regelungen,

müsste das Entflechtungsniveau entsprechend der Vorgaben des Art. 62 GasRL-E angehoben werden.⁴⁵⁸ Hinsichtlich der Anschluss- und Zugangsregulierung würde das Modell des verhandelten Netzzugangs nach dem Entwurf keinen Bestand haben und müsste durch ein System des regulierten Netzzugangs abgelöst werden, Art. 31 GasRL-E. Angesichts der in Art. 31 Abs. 2 GasRL-E niedergelegten Vorgaben würde es in Bezug auf die Entgeltregulierung in Zukunft notwendig sein, eine ex-ante Regulierung der Entgelte durch die Regulierungsbehörde gesetzlich zu verankern. Es bestünde darüber hinaus die Möglichkeit, dass der deutsche Gesetzgeber die (vorübergehende) Zulässigkeit von Quersubventionierung und Finanztransfers in das EnWG aufnimmt.⁴⁵⁹

4.4.3.9 Hemmnisanalyse

Regelungsbereich	Identifizierte wesentliche Hemmnisse
Vertikale und diagonale Entflechtung	<ul style="list-style-type: none"> • Weitreichende Vorgaben verhindern die integrierte Behandlung der Wasserstoff- und Gasinfrastruktur • Strenge Entflechtungsvorgaben durch die Einführung des Ownership-Unbundlings als Grundsatzmodell und die Beendigung des in Deutschland vorherrschenden ITO Modells für Fernleitungsnetzbetreiber • Keine Unterscheidung hinsichtlich Verteil- und Fernleitungsebene mit ggfs. drastischen Auswirkungen auf die Betriebsstruktur von Verteilnetzbetreibern und Stadtwerken • Keine De-Minimis Regelung, keine hinreichenden Ausnahmetatbestände
Horizontale Entflechtung	<ul style="list-style-type: none"> • Gesellschaftliche Trennung von Wasserstoff- und Gasnetzen in gemeinsamer Konzernstruktur führt zu ineffektiver Doppelstrukturierung
Zugang	<ul style="list-style-type: none"> • Unklare Gestaltung des Übergangs von reguliertem zu nicht reguliertem Zugang • Fehlende Übergangsregelung für Wasserstoffspeicher
Entgelte und Quersubventionierung	<ul style="list-style-type: none"> • Ermöglichung der Quersubventionierung auf europäischer Ebene angelegt – Einführung müsste auf nationaler Ebene erfolgen

Tabelle 13: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei den Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffnetze

Quelle: eigene Darstellung

Ein sehr kritischer Punkt des vorgeschlagenen Legislativpakets sind insbesondere die sich in ihm abzeichnenden Entflechtungsregelungen:

Hinsichtlich des **vertikalen (und diagonalen) Entflechtungsregimes** ist insbesondere von Bedeutung, dass die Vorgaben als Grundmodell das Ownership Unbundling, d.h. die eigentumsrechtliche Entflechtung vorsehen (Art. 62 GasRL-E i.V.m. Art. 54 Abs. 1-3 GasRL-E). Durch die zeitliche Begrenzung bis zum Jahr 2031 hat das sogenannte ITO-Modell ein Ablaufdatum. Dabei spielt dieses Modell gerade auf dem deutschen Markt eine große Rolle: Von 19 europäischen Wasserstoffnetzbetreibern, die ITO-zertifiziert sind agieren 11 in Deutschland.⁴⁶⁰ Entsprechend wären die nach dem Gaspaket notwendigen Umstrukturierungen erheblich.

⁴⁵⁸ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (174).

⁴⁵⁹ Sieberg/Cesarano, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (174).

⁴⁶⁰ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 2.

Ab 2031 dürfte Wasserstofftransport und nicht regulierte Tätigkeiten nicht länger unter der Kontrolle des gleichen Eigentümers stehen.⁴⁶¹ Von besonderer Bedeutung ist dabei, dass die europäischen Vorgaben zur Entflechtung nicht zwischen Fernleitungs- und Verteilnetzebene unterscheiden. In der Konsequenz finden die **strikten Vorgaben auch auf Verteilnetzebene** Anwendung. Privilegierung, wie beispielsweise die de-minimis-Regelung des EnWG für den Gasbereich, sind bislang nicht vorgesehen. Da Verteilernetzbetreiber bisher nur eingeschränkt Regelungen zur Entflechtung zu beachten hatten, stellen sich die Auswirkungen hier umso gravierender dar⁴⁶²: Das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, beispielsweise ein Stadtwerk, wäre in Umsetzung der europäischen Vorgaben gegebenenfalls gezwungen, umgestellte Wasserstoffnetz bis 2031 zu verkaufen, bzw. die eigene Gasnetzbetreibergesellschaft an einen Dritten zu veräußern. Dieser dürfte weder die Geschäftsbereiche Vertrieb oder Erzeugung innehaben.⁴⁶³ Es verbliebe außerdem die **Möglichkeit, das ISO-Modell** zu nutzen, welches im Gaspaket nach wie vor als Modell zur Erfüllung der Entflechtungsvorgaben vorgesehen ist. Ein unabhängiger Wasserstoffnetzbetreiber könnte den Betrieb übernehmen, während das Eigentum beim ursprünglichen Netzbetreiber verbleibt. Dies stellt jedoch kaum eine echte Alternative dar: Zum einen hat sich das ISO-Modell sich schon im Strom- und Gasbereich nicht durchgesetzt. Hinzukommt, dass diese Variante **nur für Bestandswasserstoffnetze** gilt und mithin (nach aktueller Entwurfslage) faktisch **keinen Anwendungsbereich** hat.⁴⁶⁴

Art. 63 GasRL-E hat darüber hinaus die **horizontale Entflechtung eingeführt**. Diese umfasst den Fall, dass keine vertikale Integration vorliegt, sondern nur der gemeinsame Betrieb von Wasserstoff- und Gas oder Stromnetzen im Konzernverbund vorliegt. Für das Wasserstoff- und Gasnetz einer Unternehmensgruppe sieht die horizontale Entflechtung eine gesellschaftsrechtliche Trennung vor, es sind mithin getrennte Gesellschaften erforderlich. Daneben finden auch die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung aus Art. 69 GasRL-E Anwendung. Zwar erkennt die Kommission, dass an dieser Stelle Synergien zwischen dem Betrieb von Gas- und Wasserstoffnetzen hilfreich und zielführend sind und machen keine vergleichbar strengen Vorgaben wie im Bereich der vertikal integrierten Unternehmen. Dennoch wird zu Recht vertreten, dass die getroffenen Regelungen effizienzmindernde Wirkungen haben, da sie den Aufwand einer Doppelstruktur notwendig machen.⁴⁶⁵

Die strengen Vorgaben **zur vertikalen und horizontalen Entflechtung** für Wasserstoffnetze im Entwurf der Kommission könnten ein bedeutsames Hemmnis für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft darstellen. Die vorgeschlagenen Regelungen würden mit einer **erheblichen Einschränkung der wirtschaftlichen Betätigungsfreiheit** für die wesentlichen Akteure einhergehen. Sie gehen dabei weit über das aus dem Strom- und Gasbereich bekannte Regulierungsregime hinaus,⁴⁶⁶ ohne dass hierfür eine entsprechende Notwendigkeit auf der Hand läge. So wäre insbesondere die Abschaffung des ITO-Modells zu überdenken.⁴⁶⁷

Durch das gewählte Entflechtungsmodell würde die zukünftige **Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für Wasserstoff erschwert**, da Wasserstoff- und Gasnetze aufgrund der niedergelegten Vorgaben nur schwer integriert gedacht werden können.⁴⁶⁸ Synergien zwischen Gas- und Wasserstoffnetzbetrieb können so nicht effizient genutzt werden. Der Entwurf der Kommission federt die strikten Vorgaben hinsichtlich der Entflechtung auch nicht durch hinreichende Ausnahme- oder Privilegierungstatbestände ab. Auch dies scheint der Herausforderungen des angestoßenen, umfangreichen Transformationsprozesses hin zur Wasserstoffwirtschaft nicht angemessen. Hier könnte ein Hebel liegen, um gerade in der Anfangsphase ein höheres Maß an Flexibilität beim Aufbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur zuzulassen.⁴⁶⁹ Es ist fraglich, ob das geplante Regime in seiner jetzigen Form hinreichende Anreize für Investition in zukünftige Gasnetze liefert.

⁴⁶¹ Weyer, Entflechtungsvorgaben für Wasserstoff-Infrastrukturen: Vorschläge der EU-Kommission, EnK-aktuell, 2022, S.2

⁴⁶² Weyer, Entflechtungsvorgaben für Wasserstoff-Infrastrukturen: Vorschläge der EU-Kommission, EnK-aktuell, 2022, S.2

⁴⁶³ DVGW, H2 vor Ort, Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende.

⁴⁶⁴ DVGW, H2 vor Ort, Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende.

⁴⁶⁵ *Nationaler Wasserstoffrat*, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 3; BR-Drs. 56/22, S. 3.

⁴⁶⁶ BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 23.

⁴⁶⁷ So auch: BR-Drs. 56/22, S. 2, BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 24.

⁴⁶⁸ BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 23.

⁴⁶⁹ ACER-CEER, Reaction to the European Commission's Hydrogen and Decarbonized Gas Package, 2022, S. 2.

Die dargestellte Kritik gerade an den Regelungen des Gaspakets zur vertikalen und horizontalen Entflechtung wird auf **europäischer Ebene** bereits intensiv diskutiert. Als zuständiger Berichterstatter hat Jens Geier im Juni 2022 den **Entwurf für den Bericht des EU-Parlaments** zur GasRL-E im Energieausschuss vorgelegt.⁴⁷⁰ Deutlich ist, dass die vorgeschlagenen Entflechtungsregeln der Kommission auf **großen Widerstand** stießen. So ist hervorzuheben, dass im Entwurf des Berichterstatters die Beibehaltung des ITO-Modells bei gleichzeitiger Streichung des Erfordernisses der horizontalen Entflechtung vorgeschlagen wird. Darüber hinaus macht die Änderung des Titels des Artikels 62 deutlich, dass die Entflechtungsregeln nach Auffassung des Berichterstatters nur für Fernleitungsnetzbetreiber gelten sollen.⁴⁷¹

Der **regulierte Zugang Dritter** zu Wasserstoffnetzen wird wesentliches Element eines zukünftigen regulierten marktwirtschaftlichen Wettbewerbs sein. Angesichts des erst beginnenden Markthochlaufs scheint es folgerichtig, dass übergangsweise der verhandelte Netzzugang als Modell gewählt wurde, um in dieser Phase die nötige Flexibilität und damit Investitionsanreize zu gewährleisten.⁴⁷² Unklar erscheint derweil die Gestaltung des Übergangs von verhandelten hin zu regulierten Entgelten, so dass hier **Erläuterungsbedarf** besteht. Es erscheint ferner sinnvoll, auch Wasserstoffspeicherinfrastruktur für diese Übergangszeit die Möglichkeit zu eröffnen, den Zugang im Wege des verhandelten Netzzugangs zu gewähren. Im aktuellen Entwurf ist eine solche nicht vorgesehen. Gerade der Flexibilisierungsgedanke spricht auch im Hinblick auf Wasserstoffspeicher dafür, zunächst auch einen Zugang auf Vertragsbasis einzuräumen und nicht wie bisher vorgesehen nur einen regulierten Zugang, einschließlich der ex-ante Genehmigung von Tarifen und Methoden.⁴⁷³ Das eine Regulierung für Terminals bisher noch nicht im Gaspaket vorgesehen ist, begegnet derweil angesichts der bisher noch nicht existierenden Terminalinfrastruktur keinen Bedenken.⁴⁷⁴ Hinsichtlich der abweichenden Definitionen für das Entry-Exit-System in der Richtlinie bzw. der Verordnung sollte zur Klarstellung eine Vereinheitlichung der Definition erfolgen.⁴⁷⁵

Im Rahmen der **Entgeltregulierung** stellt sich in erster Linie die Frage nach einer möglichen **Quersubventionierung**. Wie bereits dargelegt, wird hier die Gefahr darin gesehen, dass schwer abschätzbare **Preisrisiken für Erdgaskunden** entstehen könnten. Darüber hinaus wird befürchtet, dass dies einen finanziellen Automatismus hinsichtlich der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff zur Folge hat, der es erschwert gegebenenfalls basierend auf Einzelfall- oder Systemanalyse korrigierend in das System einzugreifen.⁴⁷⁶ Trotz dieser berechtigten Bedenken scheinen die Vorteile der Möglichkeit zur Querfinanzierung jedenfalls zu Beginn des Wasserstoffhochlaufs zu überwiegen. Die Kommission stuft in ihrem Entwurf zwar die Querfinanzierung grundsätzlich als unzulässig ein, erkennt aber auch an, dass sie in Ausnahmesituation zu gesellschaftlichen Vorteilen führe, insbesondere in den frühen Phasen der Netzentwicklung. Damit bestätigt die Kommission, dass Querfinanzierung gerade in Anfangsphase einer Wasserstoffwirtschaft dazu dienen könnte, Investitionen und Ausbauanreize zu schaffen.⁴⁷⁷ Nach der normativen Ausgestaltung können Finanztransfers zeitlich begrenzt unter den Bedingungen des Art. 4 Abs. 2 der GasVO-E durch das nationale Regulierungsrecht der Mitgliedsstaaten genehmigt werden, so sind etwa die Erlöse für Finanztransfers zwischen regulierten Dienstleistungen als besonderes Entgelt einzuholen.

Es bestünde mithin grundsätzlich die Möglichkeit im nationalen Regulierungsrecht, unter Einhaltung der normierten Vorgaben, das Regulierungsregime für das Instrument der Querfinanzierung zu öffnen. Wie bereits dargestellt, sprechen gute Argumente dafür, diese Ausnahme von der grundsätzlichen Unzulässigkeit der Querfinanzierung zu nutzen und die nationalen Regelungen entsprechend anzupassen. Dies scheint auch nicht gänzlich unwahrscheinlich: So forderte der Deutsche Bundestag noch vor Verabschiedung der EnWG-Novelle im Juni 2021 die Bundesregierung auf einen Gesetzesentwurf vorzulegen,

⁴⁷⁰ European Parliament, Committee on Industry, Research and Energy, 2021/0425 (COD), Draft Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, Juni 2022.

⁴⁷¹ European Parliament, Committee on Industry, Research and Energy, 2021/0425 (COD), Draft Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen, Juni 2022, Amendment 92, S. 64, 65 Juni 2022.

⁴⁷² So auch: *DIHK*, Stellungnahme EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, 2022, S. 5.

⁴⁷³ *BDEW*, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 20; *DIHK*, Stellungnahme EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, 2022, S. 6.

⁴⁷⁴ *DIHK*, Stellungnahme EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, 2022, S. 6.

⁴⁷⁵ *BDEW*, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 32.

⁴⁷⁶ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Legislativpaket zu Wasserstoff und Gasmarktdekarbonisierung“ der Europäischen Kommission vom 15. Dezember 2021, 2022, S. 5 (Sondervotum).

⁴⁷⁷ *Sieberg/Cesarano*, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen, RdE 2022, 165 (174).

der eine gemeinsame Regulierung und Finanzierung des Wasserstoffnetzes und des Erdgasnetzes herbeiführt, sobald es europarechtlich möglich sei.⁴⁷⁸ Jedenfalls die gemeinsame Finanzierung wäre nach derzeitigem Stand – befristet und unter engen Bedingungen – zu realisieren.

4.4.4 Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

In mittelfristiger Hinsicht spielt die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ebenfalls eine Rolle im Markthochlauf. Die Beimischung kann bei steigenden Wasserstoffanteilen als Brückenlösung zur Erdgasreduktion und damit CO₂-Reduktion dienen.⁴⁷⁹ Daher soll der rechtliche und regulatorische Rahmen für die Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz im Folgenden betrachtet werden.

4.4.4.1 Nationaler Rahmen

Grundsätzlich findet bei der Beimischung von Wasserstoff in die Gasversorgungsnetze die Regulierung des EnWG für Gas Anwendung,⁴⁸⁰ sofern der eingespeiste Wasserstoff dem Gasbegriff des EnWG unterfällt. Die Regelungen über die Beimischung wurden auch nicht durch die Novellierung des EnWG geändert. Die neuen Vorgaben erstrecken sich ausschließlich auf reine Wasserstoffnetze und umfassen nicht den Fall der Beimischung.⁴⁸¹

4.4.4.1.1 Wasserstoff als Gas

Abhängig davon, ob es sich um Wasserstoff handelt, der mit erneuerbaren Energien oder ohne hergestellt wurde, kann Wasserstoff entweder unter den Begriff des **Gases nach § 3 Nr. 19a EnWG**, oder unter den Begriff des **Biogases gemäß § 3 Nr. 10 f EnWG** subsumiert werden. Das EnWG verfolgt bei der Begriffsbestimmung in beiden Fällen einen **technologiespezifischen Ansatz**, das heißt Wasserstoff kann nur dann unter den Gasbegriff fallen, wenn er durch Wasserelektrolyse hergestellt wurde.⁴⁸² Die Beimischung von Wasserstoff, der nicht durch Wasserelektrolyse, sondern beispielsweise durch Dampfreformation hergestellt wurde, fällt damit nicht unter die bestehenden Regulierungsvorgaben.

Gas meint dabei gemäß § 3 Nr. 19a EnWG *Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 EnWG sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist*. Neben der Voraussetzung der Herstellung durch Wasserelektrolyse muss kumulativ für die Subsumtion unter den Gasbegriff der Wasserstoff in das Netz eingespeist werden. Dem Wortlaut nach ist entsprechend unerheblich, ob der zur Elektrolyse eingesetzte Strom durch erneuerbare Energien erzeugt wurde.

Der Begriff **Biogas** hingegen umfasst gemäß § 3 Nr. 10 f EnWG *Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der [RED II] stammen*. Die Vorgaben des § 3 Nr. 10 f EnWG gelten als erreicht, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom zu 80 % aus erneuerbaren Energien stammt.⁴⁸³ Handelt es sich um Biogas, ist auch der Anwendungsbereich der GasNZV eröffnet. Für diese **Einspeiseoption** gelten dann die **gesetzlichen Privilegierungen** der GasNZV, die im Interesse der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und zur Stärkung der Versorgungssicherheit die Einspeisung von Biogas erleichtern soll.⁴⁸⁴

Anders als in im Gasbegriff nach § 3 Nr. 19a EnWG setzt der Biogasbegriff nach dem Wortlaut grundsätzlich **nicht die Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz** voraus. In der Vergangenheit wurde von der Bundesnetzagentur bejaht, dass reine Wasserstoffnetze in Form von reinen Biogas-Verteilernetzen bereits vollumfänglich vom EnWG erfasst werden.⁴⁸⁵ Diese Auffassung

⁴⁷⁸ BT-Drs. 578/21, Nr. 1 d).

⁴⁷⁹ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 9.

⁴⁸⁰ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 28.

⁴⁸¹ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

⁴⁸² Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 75.

⁴⁸³ BT-Drs. 17/6072, S. 50.

⁴⁸⁴ BR-Drs. 24/08, S. 9.

⁴⁸⁵ Bundesnetzagentur, Regulierung von Wasserstoffnetzen, eine Bestandsaufnahme der Bundesnetzagentur, 2020, S. 27

wurde derweil vor der Novelle des EnWG im Juli 2021 vertreten. Angesichts der mittlerweile erfolgten regulatorischen Vorgaben für reine Wasserstoffnetze, die eine klare Trennung zwischen Gas- und reinen Wasserstoffnetzen vorsehen, scheint zweifelhaft, ob diese Annahme sinnvollerweise Bestand haben kann. Vielmehr scheint es in der Gesamtschau der neuen Regelungen stringent, dass die Einstufung als Biogas nach § 3 Nr. 10 f EnWG **ebenso eine Einspeisung voraussetzt**.⁴⁸⁶

4.4.4.1.2 Anwendbare Regulierung

Fällt der beigemischte Wasserstoff unter den Gasbegriff, findet im Wesentlichen **das Regulierungsregime des EnWG für Gasnetze** Anwendung. Hierunter unterfallen u.a. die Entflechtungsvorschriften der §§ 6 ff. EnWG. Wird Wasserstoff derweil als Biogas zum Erdgasnetz beigemischt, finden auch die Sondervorschriften für Biogas Anwendung. Bedeutung kommt vor allem der Tatsache zu, dass die Einspeisung von Biogas ins Gasversorgungsnetz nach den §§ 33 ff. GasNZV privilegiert ist. So liegen beispielsweise nicht wie regulär durch das EnWG vorgegeben die Netzanschlusskosten beim Anschlussnehmer. Vielmehr hat der Netzbetreiber die Kosten zu 75 Prozent zu tragen, § 33 Abs. 1 GasNZV. Voraussetzung ist dabei stets, dass der Wasserstoff die vorgeschriebenen Beimischungsquoten einhält, die im Folgenden dargestellt werden.

4.4.4.1.3 Grenzen der Einspeisung

Unabhängig davon, um welche Art von Wasserstoff es sich handelt, gelten für diesen die gleichen Einspeisegrenzen.⁴⁸⁷

Fällt Wasserstoff unter den Begriff des **Biogases**, verpflichtet § 34 Abs. 1 GasNZV die Netzbetreiber dazu, vorrangig Verträge mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und **Biogas vorrangig zu transportieren**. Diese vorrangige Netzzugang ist abhängig von der **Netzkompatibilität**, welche sich wiederum nach § 36 Abs. 1 GasNZV richtet. Die Netzbetreiber dürfen den Zugang nur unter den Voraussetzungen des § 34 Abs. 2 GasNZV verweigern, also etwa im Falle tatsächlicher, physikalischer Netzengpässe.⁴⁸⁸

§ 36 Abs. 1 GasNZV verweist auf die **Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW**, welche den Stand der Gasbeschaffenheit und Gasqualität konkretisieren. Der eingespeiste Wasserstoff muss den Vorgaben der Arbeitsblätter in ihrem aktuellen Stand entsprechen. Die aktuelle Ausgabe des Arbeitsblattes G 260 ist die 9. Ausgabe vom **September 2021**. In ihr wurde der zulässige Wasserstoffgehalt in der 2. Gasfamilie neu festgelegt und die 5. Gasfamilie für reinen Wasserstoff eingeführt. Die Einspeisung von Wasserstoff fällt in der Regel in den Bereich der 2. Gasfamilie. Das bedeutet auch, dass die Beimischung innerhalb der dort festgelegten Grenzen für die Beimischung erfolgen muss, § 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV.⁴⁸⁹

Grundsätzlich legen die Arbeitsblätter **keinen allgemeingültigen Grenzwert** fest.⁴⁹⁰ Es ergeben sich je nach den Anforderungen unterschiedliche Beimischungsquoten für Wasserstoff, die von 1-20 % reichen, oder aber einer individuellen Bewertung unterliegen. Im einstelligen Prozentbereich ist die Wasserstoffbeimischung in der Regel unproblematisch möglich, sofern die brenntechnischen Kenndaten des Arbeitsblattes G 260 eingehalten werden.⁴⁹¹ Eine Einspeisung von über 10 % ist möglich, wenn geprüft und nachgewiesen ist, dass das entsprechende Netz sowie die nachgeschalteten Einrichtungen für solche Wasserstoffgehalte geeignet sind.⁴⁹² Zu berücksichtigen sind immer brenntechnische Kenndaten des Grundgases und die Abnahmestruktur des Gasnetzes. Es bedarf es in der **Regel einer Einzelfallprüfung**.

Auch für **konventionellen wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff** bilden die Arbeitsblätter des DVGW den zulässigen Rahmen für die Beimischung zum Gasnetz, da die einschlägigen Vorschriften des EnWG und der GasNZV auf diese verweisen.

⁴⁸⁶ So auch Altröck et al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 82

⁴⁸⁷ Insofern ergeben sich bei unterschiedlichen Produktionsverfahren für den beigemischten Wasserstoff Abgrenzungsprobleme: Wird Wasserstoff, der im Elektrolyseverfahren aus 80 % erneuerbarem Strom gewonnen wurde, mit solchem vermischt der beispielsweise durch Dampfreformierung hergestellt wurde, ist die regulatorische Behandlung des Mischwasserstoffs problematisch. Denn nur Wasserstoff der im Elektrolyseverfahren gewonnen wird, unterfällt als Gas oder Biogas überhaupt dem Anwendungsbereich des EnWG nach § 3 Nr. 10 f oder Nr. 19 a EnWG. Der Mischwasserstoff entzieht sich dann der Regulierungspflicht, vgl. *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, 2020, S. 34 f.

⁴⁸⁸ *Thole/Kirschnick* in: Sacker, Berliner Kommentar zum Energierecht, GasNZV § 34 Rn. 3.

⁴⁸⁹ *Thole/Kirschnick* in: Sacker, Berliner Kommentar zum Energierecht, GasNZV § 34 Rn. 2. Zudem muss gemäß § 36 Abs. 1 S. 3 und 4 GasNZV der Einspeiser gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen, dass bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität die maximalen Methanemissionen nach dem 30.4.2012 den Wert von 0,2 % nicht übersteigen.

⁴⁹⁰ *Höcher*, DVGW- AB 260 Gasbeschaffenheit Stand 2021: Was ist neu?.

⁴⁹¹ BT-Drs. 19/27453, S. 139.

⁴⁹² *DVGW*, Technische Regel – Arbeitsblatt, DVGW G 260 (A), S. 7.

Hinsichtlich der Beimischungsquote gelten somit die gleichen Grundsätze wie beim erneuerbaren Wasserstoff, grundsätzlich hat eine Einzelfallbetrachtung zu erfolgen. Die Verweisung auf die Arbeitsblätter kommt folgendermaßen zustande: § 19 Abs. 1 GasNZV bestimmt, dass das eingespeiste Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 2 und 3 EnWG entsprechen und kompatibel im Sinne des § 19 Abs. 2 GasNZV sein muss. Diese Kompatibilität ist dem Wortlaut des § 19 Abs. 2 GasNZV nachgegeben, wenn der Transportkunde das Gas an dem Einspeisepunkt mit einer Spezifikation entsprechend der zu diesem Zeitpunkt der Einspeisung auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlichten Eigenschaften des sich im aufnehmenden Netz befindlichen Gases zur Übergabe anstellt. § 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG stellt die widerlegbare Vermutung auf, dass die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden, wenn bei Anlagen zur **Erzeugung, Fortleitung und Abgabe Wasserstoff die technischen Regeln des DVGW** einhalten. Diese Vermutungsregel nimmt nicht auf eine bestimmte Fassung der Arbeitsblätter Bezug, es handelt sich insoweit um eine **dynamische Verweisung** auf die Regelwerke in ihrer jeweiligen geltenden Fassung. Anlagen sind immer an der zum Zeitpunkt ihrer Errichtung geltenden Fassung der Arbeitsblätter zu messen. Während ihres Betriebs ist entscheidend, ob die neueren Versionen der Arbeitsblätter eine Nachrüstung vorsehen. Wenn nicht, ist ausreichend, dass die Voraussetzungen der alten Arbeitsblätter eingehalten sind.

4.4.4.2 Europäische Ebene

Auf europäischer Ebene bilden insbesondere die Gasbinnenmarkt-Richtlinie (GasRL) und die Gasbinnenmarkt-Verordnung (GasVO) Nr. 715/2009/EG⁴⁹³ den rechtlichen Rahmen für die Beimischung von Wasserstoff zum bestehenden Gasnetz und bestimmen entsprechende Anforderungen und Quoten. Die GasRL umfasst in ihrer aktuellen Fassung keine speziellen Regeln für Biogas, es ist aber vom Anwendungsbereich umfasst. Art. 1 Abs. 2 GasRL regelt, dass Biogas von den Mitgliedsstaaten diskriminierungsfreier Zugang zum Gasnetz gewährt werden muss, sofern die allgemeinen technischen Normen und Sicherheitsvorschriften durch dieses eingehalten werden.⁴⁹⁴ Nach dem jetzigen Stand der Richtlinie werden nur Erdgasnetze reguliert, in die andere Gasarten wie Biogas dann eingespeist werden können.⁴⁹⁵ Bislang bestehen in den Mitgliedsstaaten auch unterschiedliche Gasqualitätsanforderungen und Vorschriften für die Wasserstoffbeimischung. Dadurch besteht die Gefahr von Beschränkungen für grenzüberschreitende Gasflüsse und Marktsegmentierung. Gasqualitätsnormen werden vor diesem Hintergrund hauptsächlich durch die Qualitätsparameter für Erdgas bestimmt, was aber die Integration erneuerbarer Gase wie Wasserstoff in das Netz behindert.

Die Kommission hat im Rahmen des Gaspakets ihre Legislativvorschläge zur **Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und der Gasbinnenmarkt-Verordnung** veröffentlicht (Gaspaket, siehe 4.4.3).⁴⁹⁶ Es zielt unter anderem auch darauf ab, Voraussetzungen für die Steigerung des Anteils erneuerbarer und CO₂-armer Gase im Energiesystem und geeignete Bedingungen für Marktakteure zu schaffen. Es soll ferner die Integration und den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase zum bestehenden Gasnetz erleichtern und eine integrierte Netzplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze fördern. Relevante Vorgaben für den Themenkomplex der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetz werden im Kommissionsentwurf zum Gaspaket aufgegriffen.

4.4.4.2.1 Gasbegriff im vorgeschlagenen Legislativpaket der Kommission

Im Hinblick auf den Entwurf der GasRL-E verdienen insbesondere folgende in Art. 2 GasRL-E eingeführte Begriffe Aufmerksamkeit: Art. 2 Nr. 2 GasRL-E definiert den Begriff der *erneuerbaren Gase*. Solche sind *Biogase im Sinne des Art. 2 Nr. 28 RED II und anderer gasförmiger Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs im Sinne des Art. 2 Nr. 36 der RED II*. Unter letztere Kategorie fällt auch Wasserstoff. Wasserstoff wird zudem ausdrücklich in Art. 2 Nr. 3 GasRL-E neben Erdgas in die Definition des Begriffs *Gas* aufgenommen. In Art. 2 Nr. 10 und 11 GasRL-E werden die Begriffe des *CO₂-armen Wasserstoffs* und des *CO₂-armen Gases* eingeführt. CO₂-armer Wasserstoff, der dann auch als CO₂-armes Gas gemäß des Art. 2 Nr. 11 GasRL-E anzusehen ist, ist nach Art. 2 Nr. 10 GasRL-E solcher, *dessen Energiegehalt aus nicht erneuerbaren Quellen stammt und der in Bezug auf die Verringerungen der Treibhausgasemissionen einen Mindestschwellenwert von 70 % erreicht*.

⁴⁹³ Verordnung EG Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005; Abl. L 211/36, 14.8.2009.

⁴⁹⁴ Theobald in: Theobald/Kühling, Energierecht, 2022, § 3 Rn. 60.

⁴⁹⁵ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, 2020, S. 36; BDEW, H2: Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung sollen angepasst werden.

⁴⁹⁶ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 29.

Art. 26 GasRL-E regelt ein **allgemeines Zugangsrecht für erneuerbare und CO₂-arme Gase zur Erdgasinfrastruktur**. Danach haben die Mitgliedsstaaten den Zugang von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen zum Markt und zur Infrastruktur zu gewährleisten, unabhängig davon, ob die Anlagen zur Erzeugung dieser an Fernleitungs- oder Verteilernetze angeschlossen sind.

Art. 34 Abs. 1 GasRL-E bestimmt, dass Erdgas- und nun auch Wasserstoffunternehmen den Zugang zu ihrem jeweiligen System nur verweigern können, wenn das Netz nicht über die nötige Kapazität verfügt. Im Vergleich zum früheren Art. 35 GasRL-E werden die **Möglichkeiten zur Zugangsverweigerung somit stark eingeschränkt**, da dieser noch weitere solcher vorsah, wie zum Beispiel im Falle von ernsthaften und wirtschaftlichen Schwierigkeiten. Gleichzeitig wird so die Position der Wasserstoffhersteller gestärkt. Dies wird gestützt durch die Regelung in Art. 34 Abs. 3 GasRL-E. Danach darf bezogen auf erneuerbare und CO₂-arme Gase der Zugang nur vorbehaltlich der Bestimmungen in Art. 18 und 33 GasVO-E verweigert werden. Diese Artikel regeln die **Festlegung verbindlicher Kapazitäten** für den Zugang der Gase zum Fernleitungs- und Verteilernetz.

4.4.4.2.2 Beimischung von Wasserstoff im Gaspaket

Auch nach dem GasVO-E würden sich einige relevante Neuerungen hinsichtlich der Beimischung von Wasserstoff zum Erdgasnetz ergeben, da Wasserstoff unter die Begriffe der erneuerbaren oder CO₂-armen Gase fällt. Dabei fällt positiv auf, dass in Art. 16 GasVO-E **Tarifnachlässe** für erneuerbare und CO₂-arme Gase gewährt werden. Durch diese niedrigeren Entgelte für Wasserstoff an Ein- und Ausspeisepunkten kann der Markteintritt erleichtert werden.⁴⁹⁷

Abschnitt 3 GasVO-E sieht Vorgaben hinsichtlich der **Fernleitungsnetze** vor. So bestimmt Art. 18, dass die Fernleitungsnetzbetreiber **verbindliche Kapazitäten für den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase** zu ihrem Netz zu gewährleisten haben.

Art. 19 GasVO-E regelt die **grenzüberschreitende Koordinierung** zwischen den EU-Mitgliedsstaaten in Bezug auf die **Gasqualität**. Die Fernnetzbetreiber müssen hierbei gemäß Art. 19 Abs. 1 GasVO-E zusammenarbeiten, um Beschränkungen der grenzüberschreitenden Gasflüsse zwischen den Mitgliedsstaaten wegen unterschiedlicher Gasqualität zu vermeiden. Sofern sich diese Einschränkungen nicht vermeiden lassen, müssen die Fernnetzbetreiber nach Art. 19 Abs. 2 GasVO-E auf Anordnung der Regulierungsbehörden Maßnahmen ergreifen, die darauf abzielen, diese Einschränkungen für den grenzüberschreitenden Gasfluss zu beseitigen, ohne aber die Anforderungen an die Gasqualität zu senken. Dieses Verfahren zur Beschränkungs-beseitigung dient auch dem diskriminierungsfreien Zugang von Wasserstoff zu allen europäischen Netzen.

Art. 20 GasVO-E bestimmt **Quoten für die Wasserstoffbeimischung an Kopplungspunkten im Erdgasnetz**: Nach Art. 20 Abs. 1 GasVO-E müssen Fernleitungsnetzbetreiber ab dem 01.10.2025 an diesen Kopplungspunkten zwischen den Mitgliedsstaaten **grenzüberschreitende Gasflüsse mit einem Wasserstoffgehalt von bis zu 5 % akzeptieren**. Zudem wird in Art. 20 Abs. 2 GasVO-E bestimmt, dass das Verfahren nach Art. 19 GasVO-E anzuwenden ist, **außer die Beimischungsquote von 5 % wird überschritten**. In Art. 20 Abs. 3 GasVO-E findet sich ergänzend noch die Regelung, dass Wasserstoffbeimischungen nicht dazu verwendet werden dürfen, grenzüberschreitende Gasflüsse einzuschränken.

Parallel zu den eben dargestellten Quoten im Fernleitungsnetz treffen die Art. 33 ff. GasVO-E in Abschnitt 4 der GasVO-E Regelungen für erneuerbare und CO₂-arme Gase im **Verteilernetz**. So bestimmt Art. 33 Abs. 1 GasVO-E, dass auch die Verteilernetzbetreiber **verbindliche Kapazitäten für den Zugang erneuerbarer und CO₂-armer Gase zu ihrem Netz zu gewährleisten** haben. **Ausdrückliche Quoten für die Wasserstoffbeimischung werden hier aber nicht festgelegt**.

⁴⁹⁷ Bloss, Hintergrund: Alles zum Gas-Paket der EU-Kommission, 2021.

4.4.4.3 Hemmnisanalyse

Regelungsbereich	Identifizierte wesentliche Hemmnisse
Begriffsbestimmung Gase im Gaspaket	<ul style="list-style-type: none">• Weitgehende Öffnung des Marktes auch für Wasserstoff, der nicht zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammt• Unklare Berechnung der geforderten Treibhausgaseinsparungen
Beimischung 5% an Kopplungspunkten zwischen Mitgliedstaaten	<ul style="list-style-type: none">• Hemmnisse liegen in erster Linie im technischen Bereich

Tabelle 14: Wesentliche Hemmnisse bei der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Quelle: eigene Darstellung

Bezüglich der Beimischung von Wasserstoff in bestehende Gasnetze ergeben sich derzeit folgende einige rechtliche, aber vor allem technische Hemmnisse.

Nicht nachvollziehbar ist in rechtlicher Hinsicht, dass neben den im Entwurf zur GasRL-E neu erfolgten Definitionen nicht auch **erneuerbarer Wasserstoff** im Zuge der Reformierung in die Begriffsbestimmungen aufgenommen wurde.⁴⁹⁸ Zudem werden in Art. 2 Nr. 10 und 11 GasRL-E zwar die Begriffe des „**CO₂-armen Wasserstoffs**“ und des „**CO₂-armen Gases**“ eingeführt. Durch diese wird auch für Wasserstoff der Markteintritt erleichtert, der nicht zu 100 % aus erneuerbaren Energien hergestellt wurde.⁴⁹⁹ Die Einbeziehung von „nur“ CO₂-armem neben erneuerbarem Wasserstoff ist dabei nicht nur nachteilig. Grundsätzlich könnte auf diese Weise zumindest im Vergleich zu fossilen Brennstoffen klimafreundlicherer Wasserstoff statt fossilen Brennstoffen zur Erreichung der Klimaziele mitumfasst sein, da die Treibhausgaseinsparungen im Fall von CO₂-armen Wasserstoffs bzw. Gas bei 70 % im Vergleich zu fossilem Erdgas liegen muss.⁵⁰⁰

Offen bleibt aber zum jetzigen Zeitpunkt, wie die Höhe der Treibhausgaseinsparung berechnet werden soll, ob also etwa bei Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen die gesamten Emissionen im Herstellungsprozess, also zum Beispiel einschließlich etwaiger vorhergehender Leckagen, mit einbezogen werden sollen.⁵⁰¹ Unklar ist welche Bestimmungsmethoden und welches Referenzsystem der Berechnung zu Grunde zu legen sind.⁵⁰² Nach dem Gaspaket ist eine Klärung dieser Fragen durch einen Delegierten Rechtsakt bis 2024 anvisiert.

Positiv erscheint es, dass es sich bei der 5 %-Quote um kein fixiertes Ziel für die Beimischung im Sinne einer Grüngasquote handelt, da dies einer Fehlallokation der Ressource Wasserstoff entgegenwirkt.⁵⁰³ Vielmehr müssen die Fernleitungsnetzbetreiber an den Kopplungspunkten einen Wasserstoffgehalt von bis zu 5 % akzeptieren. Dennoch kann die Vorgabe in Art. 20 Abs. 1 GasVO-E dazu führen, dass zu wasserstoffhaltiges Gas an den mitgliedstaatlichen Grenzen abgelehnt werden kann. Die könnte gerade für Deutschland als Gastransitland mit Blick auf eine graduelle Erhöhung der Wasserstoffanteile problematisch sein.⁵⁰⁴

Betrachtet man die technische **Umsetzbarkeit der Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz allgemein** werden erhebliche Herausforderungen offenbar. Probleme können zum Beispiel Schwankungen des Erdgasgehalts im Netz bereiten, die durch jahreszeitlich bedingte steigende und fallende Abnahmemengen entstehen. Ist der Erdgasgehalt in absatzschwachen

⁴⁹⁸ Bloss, Hintergrund: Alles zum Gas-Paket der EU-Kommission, 2021.

⁴⁹⁹ *Energiezukunft*, Neues Gaspaket in der Kritik.

⁵⁰⁰ DIHK, Stellungnahme – EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, S. 3., *Europäische Kommission*, Fragen und Antworten zum Legislativpaket zu Wasserstoff und dekarbonisiertem Gas, 2021, S. 1.

⁵⁰¹ Bloss, Hintergrund: Alles zum Gas-Paket der EU-Kommission, 2021.

⁵⁰² BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, S. 11.

⁵⁰³ DIHK, Stellungnahme – EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, S. 4.

⁵⁰⁴ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 57.

Netzen gering, kann auch automatisch weniger Wasserstoff beigemischt werden, da sich dessen Menge nach dem Verhältnis zum Erdgas richten muss.⁵⁰⁵ So können die Höchstquoten an Wasserstoff in den Erdgasnetzen nicht voll ausgenutzt werden, da der Wasserstoff dann nicht in großen Mengen dem Erdgas beigemischt werden kann. Neben der schwankenden Nachfrage ist dies auch abhängig von Kriterien wie der Höhe der Beimischungsanteile je nach Ausbau der Wasserstoff-Einspeiseinfrastruktur, der Netzbeschaffenheit oder der jeweiligen Gasanwendung. Teilweise können dadurch auch die zulässigen Quoten unabsichtlich überschritten werden, da sich Wasserstoff zudem nicht gleichmäßig und unmittelbar im gesamten Netz verteilt, was zu unterschiedlichen Konzentrationen führen kann.⁵⁰⁶ Gegen die Beimischung spricht aus technischer Sicht auch, dass diese zu einer **Verknappung des verfügbaren reinen Wasserstoffs** führt und dadurch dessen Nachfrage beeinträchtigt.⁵⁰⁷ Außerdem gehen bei der Beimischung auch die stofflichen Eigenschaften von Wasserstoff verloren. Er steht dann der gezielten stofflichen Nutzung nicht mehr unbeschränkt zur Verfügung und eine spätere Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Gemisch ist nur mit erheblichem Aufwand und Verlusten möglich und steht zudem nicht flächendeckend zur Verfügung.⁵⁰⁸

Zudem können sich weitere technische Schwierigkeiten ergeben, je nachdem, ob die Beimischung zum Fernleitungsnetz oder Verteilernetze erfolgt: Bezüglich der Fernleitungsnetze ist insbesondere zu beachten, dass die schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils dazu führen kann, dass ein konstantes Mischverhältnis wegen den wechselnden Flussrichtungen nicht zu gewährleisten ist. Besonders für Endkunden, die auf eine bestimmte gleichbleibende Gasbeschaffenheit angewiesen sind, würde sich dies als problematisch erweisen. Eventuell wäre es erforderlich, durch Abtrennverfahren eine gleichbleibende Gasbeschaffenheit zu garantieren.⁵⁰⁹ Im Bereich der Verteilernetze gestaltet sich eine Beimischung von Wasserstoff zum Gasnetz technisch gesehen weniger problematisch, realistisch erscheinen Quoten von 20 % bis 30 %. Dies dient der schnellen Dekarbonisierung und dem Wasserstoffhochlauf.⁵¹⁰ In technischer Hinsicht müssen das gesamte Gasnetz und die unmittelbaren Komponenten sowie die Geräte und Anlagen beim Endkunden angepasst an den steigenden Wasserstoffgehalt aufgerüstet oder sogar ausgetauscht werden, da Wasserstoff ein anderes Brennverhalten und eine andere chemische Zusammensetzung als Gas aufweist.⁵¹¹ Eventuell würde sich eine finanzielle Förderung zur Unterstützung der Endkunden anbieten.⁵¹² Besonders problematisch ist hierbei auch, dass bei der schrittweisen Erhöhung der zulässigen Wasserstoffkonzentration dann auch jedes Mal aufs Neue eine Geräteumstellung erfolgen müsste.⁵¹³ Daraus ergibt sich, dass eine Erhöhung der Beimischungsquote in möglichst wenigen Zwischenschritten erfolgen sollte. Sinnvoll könnte etwa die direkte Erhöhung von 20 % auf 100 % erscheinen.⁵¹⁴ Es erscheint in der Zusammenschau deshalb sinnvoll und wahrscheinlich, dass sich die Beimischung von Wasserstoff nur bis zu einem bestimmten Prozentsatz entwickeln werden wird und ansonsten ein reines Wasserstoffnetz errichtet wird.⁵¹⁵

Nichtsdestotrotz ist die (zumindest teilweise) Erhöhung der Wasserstoffkonzentration trotzdem sinnvoll, da sie die Dekarbonisierung zum Beispiel im Wärmesektor vorantreibt und somit zum Klimaschutz beiträgt. Zudem wird die Nachfrage an Wasserstoff erhöht, was sich generell positiv auf den wachsenden Wasserstoffmarkt auswirkt.⁵¹⁶ Zu guter Letzt wird dadurch auch die schnelle Einbindung der dezentralen Wasserstoffherzeugung in das Energiesystem gefördert, was auch der zukünftigen Etablierung von reinen Wasserstoffnetzen dient.⁵¹⁷

⁵⁰⁵ *Deutscher Bundestag*, Sachstand – Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur, S. 4.

⁵⁰⁶ *Deutscher Bundestag*, Sachstand – Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur, S. 5.

⁵⁰⁷ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation, November 2020, S. 16.

⁵⁰⁸ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 58.

⁵⁰⁹ *FNB Gas*, Wasserstoffbericht, 2022, S. 25.

⁵¹⁰ *FNB Gas*, Wasserstoffbericht, 2022, S. 25.

⁵¹¹ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 57.

⁵¹² *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation, November 2020, S. 16.

⁵¹³ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 57.

⁵¹⁴ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation, November 2020, S. 16.

⁵¹⁵ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, S. 59.

⁵¹⁶ *BNetzA*, Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktkonsultation, November 2020, S. 14.

⁵¹⁷ *FNB Gas*, Wasserstoffbericht, 2022, S. 24.

4.5 Nutzung von grünem Wasserstoff

Potenzielle **Nutzungsfelder** für grünen Wasserstoff sind vielseitig und sektorenübergreifend denkbar. Einigkeit besteht weitestgehend darüber, dass grüner Wasserstoff in der Industrie (Hochtemperaturwärme, Grundstoffe, Inputstoff für Prozesse) und in nicht elektrifizierbaren Bereichen im Verkehrssektor zum Einsatz kommen soll.⁵¹⁸

Erneuerbarer Wasserstoff wird von entscheidender Bedeutung sein, um Erdgas, Kohle und Öl in schwer dekarbonisierbaren Industrien und im Verkehrssektor zu ersetzen.⁵¹⁹

Bei der Nachfrage nach Wasserstoff muss unter Effizienzgesichtspunkten grundsätzlich zwischen einer direkten Nutzung und der Weiterverarbeitung über Power-to-Liquid und Power-to-Gas differenziert⁵²⁰ und berücksichtigt werden, dass die direkte Nutzung wegen geringerer Umwandlungsverluste die effizientere Lösung darstellt. Während Wasserstoff vor diesem Hintergrund für Industrie und Verkehr ein gangbarer Weg ist, ist der Einsatz im Gebäudewärmesektor noch umstritten.⁵²¹

Für eine erfolgreiche Etablierung von Wasserstoff in den angesprochenen Sektoren bedarf es in der Startphase des Markthochlaufs gesetzlicher Regelungen, die einen Beitrag zur Steigerung der Nachfrage leisten. Hierunter fallen neben Anreiz- und Fördermechanismen (hierzu 4.6) auch **ordnungsrechtliche Vorgaben**. Für die Nutzung von grünem Wasserstoff sind unter diesem Aspekt **Quotenregelungen** bislang der maßgebliche Ansatzpunkt. Quoten sind ein wichtiges ordnungsrechtliches Instrument, um die Nutzung bestimmter Technologien oder Produkte anzureizen. Dabei ist insbesondere die Effizienz und Erreichbarkeit der Quotenerfüllung vor dem oben dargestellten Hintergrund zu berücksichtigen.

Im Folgenden werden die bestehenden rechtlichen Mechanismen sowie die Änderungsvorschläge auf europäischer Ebene dargestellt und analysiert. Zentral ist dabei die Renewable Energy Directive⁵²² (RED II), die bereits Regelungen zum Einsatz erneuerbarer Energien in verschiedenen Sektoren enthält. Die Kommission hat am 14.07.2021 einen Vorschlag zur Änderung der RED II⁵²³ (RED III-EK) veröffentlicht und das Parlament hat hierzu am 14.09.2022 einen Änderungsantrag⁵²⁴ (RED III-EP) angenommen. Insbesondere hat das Parlament bestimmte Quoten gegenüber dem Vorschlag der Kommission erhöht. Die Vorschläge befinden sich zum Veröffentlichungszeitpunkt der Studie in den Trilogverhandlungen. Die Änderungen zur RED II sollen insbesondere den Anwendungsbereich von erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs erweitern und einige Quoten erhöhen.⁵²⁵ Auf die entsprechenden Änderungen wird an den jeweiligen Stellen eingegangen. Neben der RED II (III) sind auch Beschaffungsquoten nach der Clean-Vehicles-Directive⁵²⁶ (CVD) und Infrastrukturquoten nach der Richtlinie über

⁵¹⁸ Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195, (200) mit Verweis auf Buchmüller in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, § 22 Rn. 8 ff.

⁵¹⁹ Europäische Kommission, RePowerEU, COM (2022) 230, S. 8.

⁵²⁰ Gerhardt et al., Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, 2020, S. 11.

⁵²¹ Gegen den Einsatz von Wasserstoff für Gebäudewärme etwa Gerhardt et al., Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, 2020, S. 11;

⁵²² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

⁵²³ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 14.07.2021.

⁵²⁴ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates und der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates, 14.09.2022, 2021/0218 (COD).

⁵²⁵ Kalis/Antoni, Was lange währt, wird endlich „grün“: RFNBOs und die Anforderungen an grünen Wasserstoff im Recht der Europäischen Union, EnWZ 2022, 248 (250).

⁵²⁶ Richtlinie (EU) 2019/1161 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge und Richtlinie 2009/33/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge.

den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe⁵²⁷ (AFIR) relevant, auf die im Folgenden ebenfalls näher eingegangen wird.

4.5.1 Industriesektor

Bislang trifft die RED II noch keine Regelungen zur **Nutzung erneuerbarer Energiequellen** im Industriesektor. Mit den Änderungsentwürfen wurden der Sektor erstmals konkret aufgegriffen: Die RED III-E sieht nach dem derzeitigen Stand mit Art. 22a RED III-EP eine Regelung zur Einbeziehung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie vor mit einer jährlichen **Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Industriesektor von jährlich 1,9 % bis 2030**.

Weiterhin sieht Art. 22a Abs. 1 UAbs. 4 RED III-EP eine **Quote für Wasserstoff** dahingehend vor, dass der in der Industrie (für Endenergieverbrauchsziecke und nichtenergetische Zwecke) genutzte Wasserstoff bis spätestens 2030 zu **50 % unter die Definition der RFNBO** fällt. Bis spätestens **2035** soll diese Quote **dann 70 %** betragen. Damit fällt der Entwurf bislang hinter den Zielen des RePower-EU Plans zurück, der eine Quote von **75 % des genutzten Wasserstoffs erneuerbarer Wasserstoff** vorsieht.⁵²⁸

Diese Quoten sollen einer **konstanten Revision** unterliegen und im Zweifel angehoben werden. So sieht Art. 22a Abs. 1 UAbs. 4 lit. c RED III-EP vor, dass die Kommission bis zum 31. Januar 2026 bewertet, ob es angesichts regulatorischer, technischer und wissenschaftlicher Entwicklungen angemessen und gerechtfertigt ist, die Teilziele für erneuerbare Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs für 2030 **anzuheben**.

Gemäß Art. 22a Abs. 1 UAbs. 3 RED III-EP sollen die Mitgliedstaaten einen **Rechtsrahmen festlegen, der Unterstützungsmaßnahmen für die Industrie** gemäß Art. 3 Abs. 4a RED III-EP umfasst und die **Nutzung von Energie und Wasserstoff** aus erneuerbaren Quellen durch die Industrie **fördern** kann, wobei Wirksamkeit und internationale Wettbewerbsfähigkeit als notwendige Voraussetzungen für die Einführung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen durch die Industrie in vollem Umfang zu berücksichtigen sind.

4.5.2 Verkehrssektor

Der Transportsektor – und darin vor allem Teile des Straßengüterverkehrs – eignet sich ebenfalls als Einstiegsmarkt zum Aufbau eines Wasserstoffmarktes.⁵²⁹ Laut einer aktuellen Studie hat der Transportsektor den größten Anteil an der Wasserstoffnachfrage im Vergleich zur Gesamtenergienachfrage und auch die größte absolute Nachfrage an Wasserstoff.⁵³⁰ In der EU kann sich danach der mittlere Wert für den Anteil an Wasserstoff am Energiemix auf 28 % im Jahr 2050 belaufen. Gleichwohl bestehen hier noch erhebliche Unsicherheiten insbesondere im Hinblick auf Wasserstoff im Straßenverkehr.⁵³¹ Im Folgenden wird auf die Quotenregelungen im Verkehrssektor sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene eingegangen.

4.5.2.1 Nutzungsquoten

Auf europäischer Ebene gibt die RED II **verbindliche Zielvorgaben für den gesamten Verkehrssektor** zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien vor. Deutschland hat die RED II durch Änderungen und Anpassungen im Bundesimmissionschutzgesetz in Form der **Treibhausgas-Minderungsquote**, die Kraftstoffanbieter beim Inverkehrbringen von Kraftstoffen einhalten müssen, umgesetzt.⁵³²

4.5.2.1.1 Quoten nach der RED

Gemäß Art. 25 Abs. 1 RED II müssen die Mitgliedstaaten bislang bis 2030 einen **Mindestanteil von 14 % an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor** sicherstellen. Die Berechnung des Mindestanteils erfolgt gemäß der in den Art. 26 und 27 RED II festgelegten Methode. Gemäß Art. 25 Abs. 2 RED II sollten zudem die **Treibhausgas-Einsparungen**

⁵²⁷ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

⁵²⁸ Europäische Kommission, REPowerEU, COM (2022) 230, S. 9.

⁵²⁹ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁵³⁰ Riemer et al., Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper, 2022, S. 4.

⁵³¹ Riemer et al., Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper, 2022, S. 4.

⁵³² Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195 (201).

für den Verkehr durch die Nutzung von *erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO)* ab dem 01.01.2021 **mindestens 70 %** betragen.

Die Änderungsvorschläge der Kommission und des Parlaments sehen einige Neuerungen auch hinsichtlich des Verkehrssektors vor: Gemäß Art. 25 Abs. 1 lit. a RED III-EK soll insbesondere im Verkehrssektor der **Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe und erneuerbarer Elektrizität** so weit **ansteigen**, dass dadurch bis zum **Jahr 2030** jeder Mitgliedsstaat seine **Treibhausgas-Emissionen um mindestens 13% reduziert** (um **16%** nach Art. 25 Abs. 1 lit. a RED III-EP). Zudem soll der Anteil der RFNBO in der Energieversorgung im Verkehrssektor soll nach Änderung des Art. 25 Abs. 1 lit. b RED II durch Art. 1 Nr. 14 RED III-E im Jahr **2030 mindestens 2,6 % betragen**. Der Änderungsantrag des Parlaments erhöht auch diese Quoten und sieht mit einem Zielpfad nach Art. 25 Abs. 1 lit. b RED III-EP vor, dass der Anteil RFNBO im **Jahr 2028 mindestens 2,6 %** und im **Jahr 2030 mindestens 5,7 %** beträgt. Darüber hinaus sieht der Entwurf auch eine **Quote für RFNBO und erneuerbaren Wasserstoff von mindestens 1,2%** für den **Seeverkehr** vor (Art. 25 Abs. 1 lit. b RED III-EP). Dabei fällt auf, dass der Entwurf nur für die Quote für den Seeverkehr erneuerbaren Wasserstoff neben RFNBO nennt. Das stellt eine weitere Uneinheitlichkeit im Rahmen der noch ausstehenden Begriffsbestimmung für erneuerbaren Wasserstoff dar, der nach bisherigem Verständnis zu RFNBO zählen sollte.

4.5.2.1.2 Wasserstoff als RFNBO nach der RED

Auf diese **Quoten ist gemäß Art. 27 RED II potenziell auch Wasserstoff anrechenbar**, denn dieser kann zu den flüssigen oder gasförmigen RFNBO i.S.d. Art. 2 Nr. 36 RED II zählen. Diese werden als flüssige oder gasförmige im Verkehrssektor eingesetzte Kraftstoffe mit Ausnahme von Biokraftstoffen oder Biogas, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt, definiert.

Nicht abschließend geklärt ist indes, unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff zu den RFNBO im Sinne der RED II zählt. In Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. f RED II wird zunächst unterschieden, ob die Elektrizität zur Wasserstoffherzeugung aus einer **Direktleitung** zu einer Erneuerbare-Energien-Anlage stammt oder nicht. Ist ersteres der Fall, kann die Elektrizität in vollem Umfang als erneuerbare Energie angerechnet werden, wenn gemäß Art. 27 Abs. 2 UAbs. 5 lit. a RED II die Erneuerbare-Energien-Anlage nach oder gleichzeitig mit dem Elektrolyseur den Betrieb aufnimmt, oder wenn sie gemäß lit. b nicht an das Netz angeschlossen ist und die Elektrizität nachweislich bereitgestellt wird ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen. Wird die Elektrolyse dagegen nicht mittels einer Direktleitung, sondern **mit aus dem Netz entnommener Elektrizität** betrieben, kann diese nur insoweit in vollem Umfang als erneuerbare Energie angerechnet werden, wenn sie nachweislich ausschließlich mittels erneuerbarer Energiequellen produziert wird, Art. 27 Abs. 3 UAbs. 6 RED II.

Zu diesem Zweck sieht Art. 19 RED II vor, dass solche Herkunftsnachweise in objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Weise von den Mitgliedsstaaten garantiert werden sollen. Für Strom aus erneuerbaren Energien gibt es diesbezüglich bereits ein Herkunftsnachweisregister beim Umweltbundesamt.

Art. 27 RED II sieht neben den Berechnungsregeln für den Mindestanteil an erneuerbaren Energien auch einen **Delegierten Rechtsakt i.S.d. Art. 290 AEUV** vor, der eine europäische Methode mit detaillierten Regeln zur Einhaltung der Anforderungen von Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 lit. f RED II durch die Wirtschaftsteilnehmer bereitstellen soll. Daraus ergibt sich dann wann Wasserstoff als grüner Wasserstoff im Sinne des Gesetzes gilt und entsprechend auf die Mindestquote von 14 % erneuerbarer Energien am Energieverbrauch im Verkehrssektor in Art. 25 Abs. 1 RED II anrechenbar ist.⁵³³ Die Kommission veröffentlichte am 20.05.2022 einen entsprechenden Entwurf⁵³⁴ (DA-E). Dieser muss im Anschluss von der Kommission beschlossen werden, sofern gemäß Art. 35 Abs. 7 RED II weder das Europäische Parlament noch der Rat keine Einwände erheben, Art. 90 Abs. 2 lit. b AEUV.⁵³⁵ Der Delegierte Rechtsakt wird dann in allen Mitgliedstaaten unmittelbar anwendbar und verbindlich sein, Art.

⁵³³ *Stiftung Umweltenergie*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 12.

⁵³⁴ Draft of a commission delegated regulation (EU), supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin.

⁵³⁵ *Hoffmann*, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (256).

288 II AEUV. Der Entwurf ist allerdings hochumstritten und wird in aller Voraussicht bis zur finalen Beschlussfassung noch überarbeitet werden.⁵³⁶

Nach der alten Entwurfsfassung gelten für die **Direktleitung** zwischen der Wasserstoffherstellungsanlage und der erneuerbaren Stromerzeugungsanlage für den Betreiber folgende Nachweispflichten (Art. 3 DA-E): Es muss gemäß Art. 3 lit. a DA-E entweder eine direkte Verbindung zwischen dem Elektrolyseur und der Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bestehen oder sowohl die Erzeugung des Stroms als auch die des Wasserstoffs aus erneuerbaren Energien in derselben Anlage stattfinden. Zudem darf gemäß Art. 3 lit. b DA-E die Anlage zur Erzeugung des Stroms aus erneuerbaren Energien **frühestens 36 Monate** vor der Wasserstoffproduktionseinheit in Betrieb genommen worden sein (**Zusätzlichkeit**). Alternativ kann auch die **Kapazität** einer bereits existierenden aber nicht mehr geförderte Produktionsanlage **ausgebaut** werden. Auch hier wird durch den Ausbau dann **zusätzlicher** erneuerbarer Strom erzeugt. Gemäß Art. 3 lit. c DA-E kommt es maßgeblich darauf an, dass die Stromerzeugungsanlage nicht an das Stromnetz angeschlossen ist (Direktleitung). Sollte sie doch an das Stromnetz angeschlossen sein, muss mittels eines **intelligenten Messsystems** (smart meter) bewiesen werden, dass zur Erzeugung des erneuerbaren Wasserstoffs kein Strom aus dem Stromnetz entnommen wurde.

Bei **Netzstrombezug** des Elektrolyseurs findet Art. 4 DA-E Anwendung. Gemäß Art. 4 Nr. 1 DA-E ist dies zum einen der Fall, wenn sich die Wasserstoffherstellungsanlage in einer **Gebotszone** befindet, in der der durchschnittliche Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag und die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien eine im Verhältnis zum Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien in der Gebotszone festgelegte Höchstzahl von Stunden nicht überschreitet. Die vollständige Anrechnung von Wasserstoff auf die Mindestquote an erneuerbaren Energien ist gemäß Art. 4 Nr. 2 DA-E auch möglich, wenn ein **Direktstromliefervertrag** (Power Purchase Agreement (PPA)) über eine Menge abgeschlossen wurde, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die als vollständig erneuerbar angegeben wird. Weitere Kriterien sind in Art. 4 Nr. 2 lit. a -d DA-E aufgeführt, insbesondere muss die Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien frühestens 36 Monate vor der Wasserstoffproduktionseinheit in Betrieb genommen worden sein, es gibt aber auch Möglichkeiten die Stromlieferverträge nach dem Auslaufen eines früheren Vertrages abzuschließen oder bereits bestehende Anlagen, um zusätzliche Kapazitäten zu erweitern. Zudem ist gemäß Art. 4 Nr. 2 lit. c als Kriterium der **Zeitgleichheit** ein Nachweis auf Stundenbasis notwendig, der Wasserstoff muss zum Beispiel innerhalb derselben Stunde produziert werden wie der erneuerbare Strom. Gemäß Art. 4 Nr. 2 lit. d sind die Erneuerbaren-Energien-Anlagen auch hier in derselben Gebotszone wie die Elektrolyseure zu errichten. Art. 7 Abs. 1 DA-E bestimmt eine Übergangsfrist für Art. 4 Abs. 2 lit. a und b DA-E, diese sollen erst ab dem 01.01.2027 gelten. Nach Art. 7 Abs. 2 DA-E ist zudem bis zum 31.12.2026 in Art. 4 Abs. 2 lit. c i) und ii) im Rahmen der **Zeitgleichheit** von Wasserstoffproduktion und erneuerbarer Energieherstellung, statt einer Stunde ein Monat zugrunde zu legen.

Es handelt sich auf europäischer Ebene um einen hochdynamischen Prozess. Nach den jüngsten Entwicklungen im September 2022 will das EU-Parlament nun die Ermächtigungsgrundlage der Kommission in der RED III streichen und die Kriterien für die Anrechenbarkeit von Wasserstoff direkt in der RED III regeln. Dabei weicht es die strengen Kriterien des bisherigen Entwurfs der Kommission zum Delegierten Rechtsaktes erheblich auf. Voraussetzungen sollen danach nunmehr lediglich die folgenden sein. Diese beziehen sich auf die Parlamentsposition vor den Trilog-Verhandlungen.

- ein PPA über Grünstrombezug
- ein vierteljährlicher Bilanzausgleich für den EE-Strombezug
- eine geografische Korrelation zwischen Erzeugungsanlage und EE-Anlage (maximal Nachbarland)
- Die Grünstromeigenschaft wird nur einmal geltend gemacht (noch kein konkretes Umsetzungskriterium)

⁵³⁶ Kalis/Antoni, Was lange währt, wird endlich „grün“: RFNBOs und die Anforderungen an grünen Wasserstoff im Recht der Europäischen Union, EnWZ 2022, 248 (250); DIHK, Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor, S. 1 ff.

Der Delegierte Rechtsakt soll nach Einarbeitungen der Änderungen aus der öffentlichen Konsultation dem Parlament vorgelegt werden, das dann für oder gegen den DA-E stimmen kann. Die beiden Prozesse sind voneinander unabhängig, sodass es durchaus sein kann, dass der DA-E in Kraft tritt und dann bis zur Harmonisierung der RED III Anwendung findet. Insofern bleibt abzuwarten, ob die Kriterien in einem Delegierten Rechtsakt, in der RED III oder unter Umständen in beiden Vorschriften geregelt werden. Letzteres würde dann ein großes Problem des Verhältnisses beider Vorschriften zueinander aufwerfen.

4.5.2.1.3 Nationale Quoten

§ 37a Abs. 1 S. 1, Abs. 4 BImSchG enthält die **Pflicht zur Minderung von Treibhausgas-Emissionen im Verkehrssektor**. Die Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgas-Quote⁵³⁷ (37. BImSchV) regelt dabei die Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen auf die Minderungsquote. Die Vorschriften setzen damit einige Vorgaben aus der RED II in nationales Recht um. Ihr Anwendungsbereich erstreckt sich auf **Kraftstoffanbieter, die jährlich mehr als 5.000 Liter fossile Kraftstoffe vertreiben**, § 7 36. BImSchV.

Gemäß § 37a Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 4 S. 1 BImSchG müssen diese Kraftstoffanbieter, die durch den von ihnen vertriebenen Kraftstoff in den Verkehr gebrachten Treibhausgas-Emissionen jährlich über einen **Zielpfad bis 2030 um mindestens 25% mindern**.

Nach § 37a Abs. 2 S. 1 i.V.m. Abs. 4a BImSchG gelten auch Quoten für **Flugturbinenkraftstoffe**. Danach muss ein **Mindestanteil von RFNBO** sichergestellt werden. Dieser muss nach § 37a Abs. 4a S. 2 BImSchG über einen **Zielpfad bis 2030 2%** betragen.

Um diese Treibhausgas-Minderungsquote zu erfüllen, sieht § 37a Abs. 5 BImSchG verschiedene **Erfüllungsoptionen** vor. Darunter fallen auch RFNBO und RFNBO als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe im Einklang mit der 37. BImSchV. Danach ist **Wasserstoff und synthetisches Methan auf die Minderungsquote anrechenbar**. Diese werden nach § 37a Abs. 5 S. 2 BImSchG mindestens mit dem **Doppelten ihres Energiegehaltes angerechnet** und somit **privilegiert**. Dabei wird allerdings nur hinsichtlich des CO₂-Äquivalents zwischen konventionellem und erneuerbarem Wasserstoff unterschieden. Um mit dem günstigsten Wert von 9,1 kg CO₂-Äq pro GJ eingesetzt zu werden, muss der Wasserstoff die Anforderungen nach § 3 Abs. 2 S. 3 37. BImSchV erfüllen. Der Strom aus erneuerbaren Energien nicht-biogenen Ursprungs muss danach entweder aus einer ohne unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss ans Netz betriebenen Stromerzeugungsanlage stammen (**Direktleitung**), § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 37. BImSchV, oder bei **Netzstrombezug** die **Anlage** ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 6 EnWG als **zuschaltbare Last betrieben** werden, § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 37. BImSchV.

Treibhausgasminderungs- oder Kraftstoffmengen, die den nach § 37a Abs. 4 oder 4a BImSchG vorgeschriebenen Prozentsatz oder Mindestanteil für ein bestimmtes Verpflichtungsjahr übersteigen, werden auf Antrag des Verpflichteten auf den Prozentsatz **oder Mindestanteil des folgenden Kalenderjahres angerechnet**.

Es bleibt abzuwarten, inwieweit Anpassungen des dargestellten nationalen Rechtsrahmens insbesondere mit Blick auf die ausstehende Definition für grünen Wasserstoff und die angehobenen Quoten der RED erforderlich werden. Grundsätzlich besteht auch hier auf nationaler Ebene noch Anreizpotenzial für grünen Wasserstoff.

4.5.2.2 Beschaffungsquoten

Auch die Clean-Vehicles-Directive (CVD) und das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz⁵³⁸ in der nationalen Umsetzung sehen Quotenregelungen für den Verkehrssektor vor, allerdings in Form von Mindestzielen für die **öffentliche Beschaffung** von als „sauber“ definierten Straßenfahrzeugen.

4.5.2.2.1 Clean-Vehicles-Directive

Ziel der CVD ist den Markt für saubere und energieeffiziente Fahrzeuge zu fördern und zu beleben und den Beitrag des Verkehrssektors zur Umwelt-, Klima-, und Energiepolitik der EU zu verbessern (Art. 1 CVD). Dazu schreibt sie **verbindliche Min-**

⁵³⁷ Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195), die durch Artikel 20 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.

⁵³⁸ Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz vom 9. Juni 2021 (BGBl. I S. 1691).

destziele für die öffentliche Beschaffung von sauberen Straßenfahrzeugen vor, erweitert den sachlichen Anwendungsbereich und führt Berichtspflichten für die Mitgliedstaaten ein.⁵³⁹ **Saubere Fahrzeuge** sind nach Art. 4 Nr. 4 lit. b CVD i.V.m mit Art. 2 Nr. 1 AFIR *Fahrzeuge, die mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden*. Darunter fällt auch Wasserstoff. Hier wird hingegen auch noch **keine Unterscheidung zwischen grünem und konventionell hergestelltem Wasserstoff** gemacht.

Gemäß Art. 3 CVD ist die Richtlinie anwendbar auf **ab dem 02.08.2021** getätigte folgende **Beschaffungen durch öffentliche Auftraggeber** im Vergabeverfahren für bestimmte Fahrzeuge. Den Mitgliedsstaaten werden hierfür in der Richtlinie **Mindestziele** in Art. 5 i.V.m. den Tabellen 3 und 4 des Anhangs der CVD **zur Umsetzung** vorgegeben. Diese werden als Mindestprozentanteil sauberer Fahrzeuge an der Gesamtzahl der Straßenfahrzeuge ausgedrückt, die im jeweiligen Bezugszeitraum neu beschafft werden.

4.5.2.2.2 Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge

Das **Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge** (SaubFahrzeugBeschG) setzt die CVD in nationales Recht um. Es ergänzt als spezielles Recht das Vergaberecht⁵⁴⁰ (vgl. auch § 1 Abs. 2 SaubFahrzeugBeschG) und verfolgt wie die europäische Grundlage das Ziel, einen **Impuls für die Nachfrage von sauberen, also emissionsarmen und -freien Straßenfahrzeugen** zu setzen und somit die Emissionen im Verkehrsbereich zu reduzieren. Daneben soll die Begünstigung einer breiteren Nachfrage zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und zum Wachstum von sauberen Straßenfahrzeugen führen.⁵⁴¹

In § 6 i.V.m. Anlage I SaubFahrzeugBeschG werden die Mindestziele für die Beschaffung von emissionsarmen und -freien leichten und schweren Nutzfahrzeugen im Verhältnis zum Anteil der insgesamt angeschafften Straßenfahrzeuge festgelegt:

- Von allen vergebenen Aufträgen für leichte Nutzfahrzeuge vom 02.08.2021 bis 31.12.2025 müssen **38,5 % saubere leichte Nutzfahrzeuge** sein
- Ebenso für Aufträge vom 01.01.2026 bis 31.12.2030
- Von allen vergebenen Aufträgen für Lkw **bis 2025 10 % ab 2026 15 % saubere Lkw**
- Für Busse bis **2025 45 % und ab 2026 65 % saubere Busse**

Den zeitlichen Anwendungsbereich regelt § 10 SaubFahrzeugBeschG: Erfasst sind demnach Beschaffungen, deren Auftragsbekanntmachung nach dem 02.08.2021 veröffentlicht oder bei denen nach dem 02.08.2021 zur Abgabe Angebot aufgefordert wurde. In den gegenständlichen Anwendungsbereich fallen leichte und schwere Nutzfahrzeuge, diese werden in § 1 Abs. 1 i.V.m. § 2 Nr. 4 f. SaubFahrzeugBeschG definiert. Vom sachlichen Anwendungsbereich sind, entsprechend der Richtlinie, gemäß § 3 in Nr. 1 SaubFahrzeugBeschG Lieferaufträge, in Nr. 3 Dienstleistungsaufträge nach dem Vergaberecht und in Nr. 2 öffentliche Dienstleistungsaufträge nach der VO 1370/2007⁵⁴² erfasst. In persönlicher Hinsicht verpflichtet das SaubFahrzeugBeschG gemäß § 3 die öffentliche Hand bei der Auftragsvergabe und bestimmte private Dienstleister wie Post, Paketdienste, Stadtreinigung als Sektorenauftraggeber.⁵⁴³ Ausnahmen vom Anwendungsbereich regelt § 4 SaubFahrzeugBeschG.

Positiv hervorzuheben, dass leichte saubere Fahrzeuge ab dem 01.01.2026 grundsätzlich kein CO₂ oder sonstige Luftschadstoffe mehr ausstoßen dürfen. Öffentliche Auftraggeber müssen dann auf komplett emissionsfreie Fahrzeuge zurückgreifen.⁵⁴⁴ Das kann den Wasserstoffhochlauf in diesem Bereich fördern.

⁵³⁹ BT-Drs. 19/27657, S. 19; Schröder, Das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz im Recht der öffentlichen Auftragsvergabe, NZBau 2021, 499 (499).

⁵⁴⁰ Schröder, Das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz im Recht der öffentlichen Auftragsvergabe, NZBau 2021, 499 (499).

⁵⁴¹ BT-Drs. 19/27657, S. 19.

⁵⁴² Verordnung (EG) Nr. 1370/2007 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2007 über öffentliche Personenverkehrsdienste auf Schiene und Straße und zur Aufhebung der Verordnungen (EWG) Nr. 1191/69 und (EWG) Nr. 1107/70 des Rates (ABl. L 315 vom 3.12.2007, S. 1).

⁵⁴³ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Gesetz über die Beschaffung sauberer Fahrzeuge – Umsetzung der Clean Vehicles Directive, 2022.

⁵⁴⁴ IKEM, Norddeutsche Wasserstoffstrategie - Studie "Richtlinien zur öffentlichen Beschaffung von Wasserstofffahrzeugen", 2021, S. 16.

4.5.2.3 Infrastrukturquoten

Mit AFID wird ein **gemeinsamer Rahmen für Maßnahmen zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe** in der Union geschaffen und Mindestanforderungen für die Errichtung der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe einschließlich **Wasserstofftankstellen** festgelegt, die von den Mitgliedstaaten **durch nationalen Strategierahmen umzusetzen** sind, vgl. Art. 1 AFID.

Die Wasserstoffversorgung für den Verkehr regelt dabei Art. 5 AFID. Danach müssen Mitgliedstaaten, die sich dafür entscheiden, in ihre nationalen Strategierahmen öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen aufzunehmen, sicherstellen, dass bis 31. Dezember 2025 eine **angemessene Anzahl** solcher Tankstellen zur Verfügung steht, um den entsprechenden Verkehr mit wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen sicherzustellen, Art. 5 Abs. 1 AFID.

Anhang II Nr. 2 AFID enthält **technische Spezifikationen**, denen nach 2017 errichtete Wasserstofftankstellen entsprechen müssen, Art. 5 Abs. 2 AFID. Danach müssen Wasserstofftankstellen im Freien, an denen gasförmiger Wasserstoff aufgenommen werden kann, der als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge dient, den technischen Spezifikationen der Spezifikation **ISO/TS 20100** für den Einsatz von gasförmigem Wasserstoff als Kraftstoff (Gaseous Hydrogen Fuelling) entsprechen. Die Reinheit des an Wasserstofftankstellen angebotenen Wasserstoffs muss den technischen Spezifikationen der **Norm ISO 14687-2** entsprechen. Wasserstofftankstellen müssen Betankungs-Algorithmen und -Ausrüstungen verwenden, die der **Spezifikation ISO/TS 20100** für den Einsatz von gasförmigem Wasserstoff als Kraftstoff (Gaseous Hydrogen Fuelling) entsprechen. Kupplungen für die Betankung von Kraftfahrzeugen mit gasförmigem Wasserstoff müssen der Norm ISO 17268 (gaseous hydrogen motor vehicle refuelling connection devices) entsprechen. Solche technischen Spezifikationen sind grundsätzlich sinnvoll, um ein angemessenes Sicherheitsniveau zu gewährleisten und insbesondere auch, um Genehmigungsprozesse zu beschleunigen.

Die Umsetzung dieser Richtlinie durch die Mitgliedstaaten weist jedoch noch erhebliche Mängel auf.⁵⁴⁵ Die Kommission hat daher am 14.07.2022 den **einen Verordnungsentwurf** (AFIR-EK)⁵⁴⁶ vorgeschlagen. Die AFIR ist als Richtlinie gemäß Art. 288 Abs. 3 AEUV nur hinsichtlich ihrer Ziele rechtlich verbindlich, überlässt aber den Mitgliedstaaten die Wahl hinsichtlich Form und Mittel bei ihrer Umsetzung. Als Verordnung gemäß Art. 288 Abs. 2 AEUV **gälte sie hingegen unmittelbar** in jedem Mitgliedsstaat und wäre somit insgesamt **rechtlich verbindlich**, ohne dass sie von den Mitgliedstaaten vorher umgesetzt werden müsste.

Im Entwurf der Kommission behält die Verordnung ihre bisherige Struktur aus der Richtlinie bei, gibt nun aber **konkrete und verbindliche Ziele** vor.⁵⁴⁷ Ziel ist die Sicherstellung der Verfügbarkeit und Nutzbarkeit eines dichten, weitgespannten Netzes von Infrastrukturen für alternative Kraftstoffe in der gesamten EU. Die spezifischen Ziele sind zum einen die **Gewährleistung einer Mindestinfrastruktur** zur Unterstützung der erforderlichen Einführung von mit alternativen Kraftstoffen betriebenen Fahrzeugen für alle Verkehrsträger und in allen Mitgliedstaaten, **um die Klimaziele der EU zu erreichen** sowie Gewährleistung der **vollständigen Interoperabilität der Infrastruktur**.⁵⁴⁸ Anhand des Transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V, insgesamt ca. 110.000 Straßenkilometer) und der sogenannten städtischen Knoten (Urban Nodes) gemäß der TEN-V-Verordnung⁵⁴⁹ werden hierfür **Minimalanforderungen hinsichtlich der Ladepunkte** für die Jahre 2025, 2030 und 2035 und hinsichtlich der **Wasserstofftankstellen für 2030** definiert. Die TEN-T-Verordnung setzt dabei für die Mitgliedstaaten Vorgaben für das europäische Verkehrsnetz fest und formuliert langfristige Ausbauziele bis 2030 und 2050.⁵⁵⁰ Der Aufbau einer ausreichenden Wasserstoff-Betankungsinfrastruktur ist dabei nach Erwägungsgrund 27 AFIR-EK von wesentlicher Bedeutung. Entsprechend werden für die Wasserstoffinfrastruktur in Art. 6 AFIR-EK (würde Art. 5 AFIR ersetzen) ebenfalls konkretere Ziele im Entwurf niedergelegt. Gemäß Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 AFIR-EK müssen bis Ende 2030 öffentlich zugängliche Wasserstofftankstellen mit

⁵⁴⁵ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, 2021, S. 2.

⁵⁴⁶ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, COM (2021) 559 final.

⁵⁴⁷ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, 2021, S. 2.

⁵⁴⁸ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, COM (2021) 559 final, S.2.

⁵⁴⁹ Verordnung (EU) Nr. 1315/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2013 über Leitlinien der Union für den Aufbau eines transeuropäischen Verkehrsnetzes und zur Aufhebung des Beschlusses Nr. 661/2010/EU.

⁵⁵⁰ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, 2021, S. 2.

einer **Mindestkapazität von 2 Tonnen pro Tag**, davon mindestens mit einer **700 bar Zapfsäule**, errichtet werden müssen, die im TEN-V-Kernnetz und TEN-V-Gesamtnetz **nicht weiter als 150 km** voneinander entfernt liegen. Zwei Tonnen Wasserstoff entsprechen sechs Tonnen Diesel, dies würde den Bedarf eines 40-Tonnen-Lkw für eine Strecke von ca. 28.500 km decken.⁵⁵¹ Ebenfalls in Art. 6 Abs. 1 UAbs. 2 AFIR-EK ist festgelegt, dass bis **Ende 2030 flüssiger Wasserstoff** an öffentlich zugänglichen Tankstellen im Abstand von **höchstens 450 km** zur Verfügung gestellt werden muss. Zudem muss nach dem Entwurf der Kommission bis Ende 2030 an jedem städtischen Knoten mindestens eine öffentlich zugängliche Wasserstofftankstelle errichtet werden, Abs. 6 Abs. 1 UAbs. 3 AFIR-EK. Art. 6 Abs. 3 AFIR-EK bestimmt, dass Betreiber und Eigentümer sicherstellen müssen, dass die Tankstellen für leichte und schwere Nutzfahrzeuge ausgelegt sind, in Güterterminals müssen sie an diesen öffentlich zugänglicher Wasserstofftankstellen sicherstellen, dass auch flüssiger Wasserstoff verfügbar ist.

Am 22.03.2023 hat der Ausschuss für Verkehr und Tourismus des **Europäischen Parlaments einen Bericht veröffentlicht**, der einige **Abänderungen des Verordnungsentwurfs** der Kommission enthielt. Nach einer **allgemeinen Ausrichtung des Rates** wurden die wesentlichen Punkte des Entwurfs der Kommission beibehalten. Am 19.10.2022 beschloss das EU-Parlament seine Position zu AFIR⁵⁵² (AFIR-EP), mit der nun in den Trilogverhandlungen zusammen mit der Kommission eine Einigung erzielt werden muss.

Der Vorschlag des Parlaments enthält dabei **ambitioniertere Zielvorgaben** als der der Kommission und auch als die Position des Rates. Dies gilt auch für die Vorgaben hinsichtlich der Wasserstoffinfrastruktur: Mitgliedsstaaten sollen nach Artikel 6 Abs. 1 AFIR-EP nicht bis 2030, sondern bis **Dezember 2027** sicherstellen, dass eine Mindestanzahl öffentlich zugänglicher Wasserstofftankstellen in ihrem Hoheitsgebiet errichtet wird.⁵⁵³ Während die Mindestkapazitäten für Wasserstoffmengen auch im Parlamentsentwurf gleich bleiben, werden die Entfernungen um jeweils 50 km verkürzt: Wasserstofftankstellen im TEN-V Kernnetz dürfen nicht mehr als 100 km voneinander entfernt sein. Flüssiger Wasserstoff muss nach dem Entwurf an öffentlichen Tankstellen im Abstand von höchstens 400 km zur Verfügung gestellt werden.⁵⁵⁴ Auch die Vorgaben an die Errichtung städtischer Knoten sind nun bis 2027 einzuhalten.⁵⁵⁵ Der Vorschlag enthält darüber hinaus die expliziten Anforderungen an die Mitgliedsstaaten, bis zum 31.12.2024 eine detaillierte Liste der für die Errichtung von Wasserstofftankstellen geeigneten multimodalen Verkehrsknotenpunkte, Industriecluster und Häfen zu veröffentlichen.⁵⁵⁶

Neben den Regelungen zur Wasserstoffinfrastruktur sieht ein neuer Art. 13 AFIR-EK Vorgaben für einen bis zum 1. Januar 2024 von den Mitgliedsstaaten zu entwickelnden nationalen Strategierahmen für die Marktentwicklung bei alternativen Kraftstoffen im Verkehrsbereich sowie für den Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen zur Übermittlung an die Kommission. In Bezug auf Wasserstoff sieht Art. 13 Abs. 2 AFIR-EK vor, dass dieser Strategierahmen insbesondere folgende Punkte beinhalten muss:

- Maßnahmen zur Förderung des Aufbaus einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe für gebundene Fahrzeugflotten, insbesondere für Wasserstofftankstellen für öffentliche Verkehrsdienste
- Maßnahmen zur Förderung der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
- Maßnahmen zur Beseitigung möglicher Hindernisse
- Maßnahmen zur Beseitigung von Hindernissen bei der Planung, der Genehmigung und der Beschaffung von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

⁵⁵¹ Hoffmann, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (259).

⁵⁵² Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates (COM (2021)0559 – C9-0331/2021 – 2021/0223(COD)).

⁵⁵³ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 149.

⁵⁵⁴ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 150.

⁵⁵⁵ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 151.

⁵⁵⁶ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 152.

- einen Plan für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe auf Flughäfen, insbesondere für Wasserstoff
- einen Plan für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe für Hafendienste insbesondere für Wasserstoff
- einen Plan für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe in Seehäfen, außer für Flüssigerdgas und landseitige Stromversorgung, zur Nutzung durch Seeschiffe, insbesondere für Wasserstoff, Ammoniak und Strom
- einen Plan für den Einsatz alternativer Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt, insbesondere Wasserstoff und Strom
- einen Einführungsplan samt Zielvorgaben, wichtigen Meilensteinen und benötigten Finanzmitteln für Wasserstoffzüge auf Netzabschnitten, die nicht elektrifiziert werden

Der AFIR-EP des Parlaments sieht darüber hinaus Maßnahmen zur Begrenzung der Wartezeiten zwischen dem ersten Antrag und der tatsächlichen Errichtung auf höchstens sechs Monate vor, wobei Konsultationen mit den Interessenträgern und Umweltverträglichkeitsprüfungen gebührend berücksichtigt werden. Dabei **soll das Genehmigungsverfahren vollständig digitalisiert werden**.⁵⁵⁷ Abweichend vom Vorschlag der Kommission sieht das der Parlamentsentwurf eine Prüfung durch die Mitgliedsstaaten des gegenwärtigen **Stands und der zukünftigen Entwicklung des Marktes für die mit Wasserstoff betriebene Luftfahrt** sowie eine Durchführbarkeitsstudie über den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur, einschließlich eines Plans für den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe auf Flughäfen, insbesondere für Wasserstoff für Luftfahrzeuge vor.⁵⁵⁸

Insgesamt ist die Überarbeitung der AFIR ambitioniert und enthält in beiden Fällen erhebliche Zielvorgaben für die Mitgliedsstaaten auch in Bezug auf Wasserstoff, die bei dem anvisierten Ordnungscharakter auch unmittelbare Geltung beanspruchen würden. Gleichwohl wurde ein Sanktionsmechanismus für das Verfehlen der Ausbauziele nicht in den Entwurf aufgenommen.

4.5.3 Grüner Wasserstoff im Emissionshandel

Der **Emissionshandel** als besonderes Instrument zur Erreichung der Klimaschutzziele im Bereich der Stromerzeugung greift sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene.⁵⁵⁹ Er beruht grundsätzlich auf der **Festlegung einer Obergrenze für den Ausstoß von Treibhausgasen** und der dementsprechenden Ausgabe von Emissionszertifikaten, die zum Ausstoß einer bestimmten Menge Kohlendioxid berechtigen.⁵⁶⁰ Der europäische Emissionshandel ist in Deutschland nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz⁵⁶¹ (TEHG) geregelt, welches die Emissionshandelsrichtlinie⁵⁶² (Emissionshandels-RL) umsetzt. Deutschland hat zudem noch ein paralleles Emissionshandelssystem im Gesetz über nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen⁵⁶³ (BEHG) aufgebaut, das Sektoren umfasst, die der europäische Handel bislang nicht abdeckt. Im Folgenden wird auf die entsprechenden Vorschriften eingegangen.

4.5.3.1 Europäischer Emissionshandel

Der **Europäische Emissionshandel** wurde 2005 mit der Emissionshandels-RL eingeführt, um das internationale Klimaschutzabkommen von Kyoto umzusetzen und zählt zu den zentralen Klimainstrumenten der EU. Er umfasst die Sektoren **Industrie**

⁵⁵⁷ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 191.

⁵⁵⁸ Entwurf einer legislativen Entschließung des Europäischen Parlaments zu dem Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, Änderungsantrag 195.

⁵⁵⁹ *Deutscher Bundestag*, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagengenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, 2020, S. 4.

⁵⁶⁰ *Deutscher Bundestag*, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagengenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, 2020, S. 7.

⁵⁶¹ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011, BGBl. I S. 1475, das zuletzt durch Art. 18 des Gesetzes vom 10.08.21 geändert worden ist.

⁵⁶² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (Text von Bedeutung für den EWR), ABl. L 275/32 vom 25.10.2003.

⁵⁶³ Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist.

und **Energiewirtschaft**. Der Begriff Emission wird dabei als die Freisetzung von Treibhausgasen **in die Atmosphäre** definiert, Art. 3 lit. b Emissionshandels-RL.

Die Emissionshandels-RL legt dabei das „**Cap and Trade**“-Prinzip zugrunde. Hierbei wird zunächst eine Obergrenze (Cap) festgelegt. Diese bestimmt, wie viele Emissionen die konkrete Anlage ausstoßen darf. Dafür werden dann zum Teil kostenlose Emissionszertifikate ausgegeben, teilweise müssen diese ersteigert werden. Ein Zertifikat erlaubt den Ausstoß von einer Tonne CO₂-Äquivalent. Mit diesen Emissionsberechtigungen kann auf dem Markt frei gehandelt werden. Schöpft ein unter dem EU-ETS verpflichtetes Unternehmen sein Kontingent nicht aus, können die überschüssigen Emissionsberechtigungen an Unternehmen verkauft werden, die mehr als die ihnen zugeteilten oder von ihnen erworbenen Emissionsberechtigungen benötigen. Hierdurch bildet sich am Markt ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen und es entsteht der Anreiz, Emissionen zu senken.⁵⁶⁴ Bepreist werden vor diesem Hintergrund die **direkten Emissionen** von den **verpflichteten Unternehmen**, dies sind rund 11.000 Anlagen und mehrere hundert Fluggesellschaften, welche zusammen rund 40 % der Treibhausgas-Emissionen in der EU verursachen.⁵⁶⁵

Die Kommission hat am 14.07.2021 im Rahmen des Legislativpakets „Fit for 55“ einen **Vorschlag zur Änderung der Emissionshandels-RL**⁵⁶⁶ (Emissionshandels-RL-E) für die nun von 2021 bis 2030 laufende vierte Handelsperiode veröffentlicht. Die Kommission schlägt in diesem Entwurf zum Beispiel vor, die sich im Umlauf befindliche Zertifikatsmenge in noch nicht genau festgelegtem Umfang, aber jedenfalls deutlich zu reduzieren sowie die jährliche **Reduzierungsquote von 2,2 % auf 4,2 % zu erhöhen**, Art. 1 Nr. 10 Emissionshandels-RL-E. Dies wird zu dem erwünschten Preisanstieg führen und dann auch zu höheren Strompreisen für Unternehmen und Verbraucher.⁵⁶⁷ Preiswerter Strom wird allerdings auch für die Produktion von grünem Wasserstoff benötigt, was sich wiederum **negativ auf den Wasserstoffhochlauf auswirken kann**. Ob der Emissionshandels-RL-E genauso beschlossen wird wie vorgeschlagen bleibt indes fraglich, hinsichtlich vieler Punkte besteht noch Uneinigkeit mit dem Parlament.⁵⁶⁸

4.5.3.2 Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)

Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz⁵⁶⁹ (TEHG) setzt die Emissionshandels-RL in deutsches Recht um. Die Eröffnung des **sachlichen Anwendungsbereichs** richtet sich nach § 2 Abs. 1 TEHG und erstreckt sich auf die in Anhang 1 Teil 2 genannten Tätigkeiten. Für die Eröffnung des Anwendungsbereichs müssen demnach zwei Voraussetzungen nach Anhang 1 Teils 2 TEHG kumulativ vorliegen: Es muss eines der in § 3 Nr. 16 TEHG genannten **Treibhausgase** (CO₂-Äquivalente) bei einer der im Anhang genannten **Tätigkeiten** ausgestoßen werden.

Ausdrücklich ist nur die **Erzeugung** von Wasserstoff mittels Reformierung umfasst. Hinsichtlich der **Nutzung** von Wasserstoff wird insoweit nicht zwischen konventionellem und grünem Wasserstoff differenziert. Tätigkeiten unter dem Einsatz von Wasserstoff können nach Anhang 1 Teil 2 Nr. 3, 5 und 6 TEHG grundsätzlich dem Emissionshandel unterfallen. Das hängt dann von den Emissionen der entsprechenden Tätigkeit ab, wobei die Verbrennung des Wasserstoffs an sich emissionsneutral ist.

In diesem Anwendungsbereich besteht damit **kein unmittelbarer Anreiz** grünen Wasserstoff anstelle konventionellen Wasserstoffs zu nutzen.⁵⁷⁰

Insgesamt könnte eine höhere CO₂-Bepreisung eine mittelbare Steuerungsmöglichkeit darstellen, ebenso wie **generell höhere Zertifikatspreise**. Allerdings ist zu beachten, dass davon dann nur die Dampfreformierung aus fossilem Erdgas ohne CCS-Verfahren betroffen wäre, da auch für blauen Wasserstoff mangels tatbestandlichem Emissionsausstoßes keine Zertifikate

⁵⁶⁴ *Umweltbundesamt*, Der Europäische Emissionshandel, 2021.

⁵⁶⁵ *Umweltbundesamt*, Der Europäische Emissionshandel, 2021.

⁵⁶⁶ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union, des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und der Verordnung (EU) 2015/757, vom 14.07.2021, COM (2021) 551 final, 2021/0211 (COD).

⁵⁶⁷ BT-Drs. 707/21, S. 4 ff.

⁵⁶⁸ *Schäfer/ Harsch*, Rechtlicher Überblick: Was hat sich 2021 im Energiewenderecht geändert?, EnWZ 2022, 195 (199).

⁵⁶⁹ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist.

⁵⁷⁰ *Hoffmann*, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (258).

eingereicht werden müssen.⁵⁷¹ Zudem wirkt sich auch ein hierdurch potenziell entstehender höherer Strompreis auf den Wasserstoffpreis aus.

4.5.3.3 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

4.5.3.3.1 Allgemein

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz⁵⁷² (BEHG) führt die Bepreisung von CO₂-Emissionen insbesondere in den Bereichen **Wärme und Verkehr** durch **Schaffung eines eigenen nationalen Emissionshandelssystems ein**, § 1 BEHG.⁵⁷³ In diesem werden die Emissionen im Gegensatz zum europäischen Pendant nicht durch direkte Ermittlung des Ausstoßes der Anlage bestimmt, sondern **indirekt über die in den Verkehr gebrachte Brennstoffmengen**, §§ 3 Nr. 1, 7 Abs. 1, 8 BEHG. Das liegt darin begründet, dass es in den Sektoren Wärme und Verkehr sehr viele und oft sehr kleine Emittenten gibt, es würde die verwaltungstechnischen Kapazitäten sprengen, jede dieser Emissionsquellen einzubeziehen.⁵⁷⁴ Die CO₂-Bepreisung trifft dementsprechend Unternehmen, die die Brennstoffe erstmalig in Deutschland verkaufen und nicht die Verbraucher als direkte Emittenten, die mit diesen fahren oder heizen.⁵⁷⁵ Jedoch werden die Kosten für Verbraucher indirekt teurer, wenn die betroffenen Unternehmen die Emissionskosten weitergeben. Der CO₂-Preis betrug ab Januar 2021 zunächst 25 € pro Tonne CO₂ und steigt seitdem schrittweise bis zu 55 € im Jahr 2055 an.⁵⁷⁶

Nach § 4 Abs. 1 S. 1 BEHG ist für jedes Kalenderjahr zunächst die **jährliche Brennstoffemissionen festzusetzen**, welche sich wiederum aus der europäischen Emissionszuweisung an Deutschland nach Art. 4 Abs. 3 EU-Klimaschutzverordnung⁵⁷⁷ ergibt. Überschreitet Deutschland die jährliche Emissionsmenge, so muss der darüber hinaus gehende Bedarf an Emissionszertifikaten durch den Zukauf von Emissionszertifikaten aus anderen Mitgliedsstaaten gedeckt werden, § 5 Abs. 1 BEHG. Zuständige Behörde ist, wie im europäischen System, die DEHSt. Zur Bestimmung, ob die jährliche Emissionsmenge überschritten oder eingehalten wird, müssen alle Brennstoffemissionen ermittelt werden. Diesbezüglich regeln §§ 6 ff. BEHG die drei **Grundpflichten der Verantwortlichen**: Zunächst muss ein **Überwachungsplan** ausgearbeitet und eingereicht werden, § 6 BEHG. Auf dessen Grundlage werden dann die voraussichtlichen Brennstoffemissionen **ermittelt** und der zuständigen Behörde bis zu 31. Juli des Folgejahres **berichtet**, § 7 BEHG. Daraus ergibt sich dann schließlich die Menge der Zertifikate, die der Verantwortliche gemäß § 9 BEHG entsprechend seiner Emissionsmenge bis zum 30.09 eines jeden Jahres **abzugeben** hat.⁵⁷⁸ Näheres zur Überwachung, Berichterstattung und Emissionsermittlung in der ersten Phase in den Jahren 2021 und 2022 regelt zudem die Berichterstattungsverordnung 2022⁵⁷⁹ (EBeV 2022).

Der Anwendungsbereich des BEHG wird sowohl negativ als auch positiv definiert: Erfasst werden zum einen nur Emissionen, die nicht bereits dem EU-Emissionshandel unterfallen, § 1 BEHG. Zum anderen ist der positive Anwendungsbereich in § 2 i.V.m. Anlage 1 und § 7 Abs. 2 S. 2 i.V.m. Anlage 2 BEHG geregelt. Das System verfolgt hierbei einen **zweiphasigen Ansatz**: in den ersten zwei Jahren ab Geltung des Gesetzes, also in den Jahren 2021 und 2022 unterliegen zunächst nur die in Anlage 2 genannten wesentlichen Brennstoffe der Berichts- und Abgabepflicht, § 7 Abs. 2 S. 2 BEHG. Erst im darauffolgenden Jahr 2023 unterfallen auch sämtliche in Anlage 1 genannten Stoffe diesen Pflichten, §§ 2 Abs. 1, 7 BEHG. Die dort genannten Brennstoffe müssen in den Verkehr gebracht werden, § 2 Abs. 2 BEHG, dafür wird an das Entstehen der Energiesteuer angeknüpft. In

⁵⁷¹ *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 15.

⁵⁷² Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist.

⁵⁷³ *Umweltbundesamt*, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, S. 11.

⁵⁷⁴ *Umweltbundesamt*, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, S. 19.

⁵⁷⁵ *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz*, Kurzinformativ Emissionshandel.

⁵⁷⁶ *Umweltbundesamt*, Der Europäische Emissionshandel, 2021, S. 8.

⁵⁷⁷ Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30.05.2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 (ABl. L 156 vom 19.06.2018, S. 26).

⁵⁷⁸ *Ehrmann* in: Berliner Kommentar zum Energierecht, TEHG § 1, Rn. 30.

⁵⁷⁹ Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 vom 17. Dezember 2020, BGBl. I S. 3016.

sachlicher Hinsicht besteht die Pflicht zur Berichterstattung nach § 7 Abs. 1 BEHG erst ab einer Emissionsmenge von mindestens einer Tonne Kohlendioxid, § 8 EBeV 2022.

Die Eröffnung des Anwendungsbereiches des BEHG für Wasserstoff hängt von dessen Art und Zusammensetzung ab: **reiner Wasserstoff ohne Kohlenwasserstoffanteile fällt nicht in den Anwendungsbereich, er ist in keiner der Anlagen genannt.** Hingegen unterliegt Wasserstoff, dem kein Erdgas beigemischt ist, welcher aber Kohlenwasserstoffanteile enthält, ab dem Jahr 2023 über Anlage 1 S. 2 Nr. 2 des BEHG der **Berichtspflicht**. Wird **Wasserstoff in das Erdgasnetz beigemischt**, wird das Gasgemisch energiesteuerrrechtlich insgesamt als Erdgas behandelt und erfüllt bereits ab 2021 den Anwendungsbereich nach Anlage 2 Nr. 4 BEHG. Handelt es sich um grünen mittels Stroms aus erneuerbaren Energien hergestellten Wasserstoff, kann der Energiegehalt des Wasserstoffs aber bei der Bestimmung des **Bioenergieanteils berücksichtigt** werden und somit den Emissionsfaktor senken. Ansonsten ist der gesamte Energiegehalt des Gasgemischs mit dem Emissionsfaktor von Erdgas zu bewerten.⁵⁸⁰ Der Bioenergieanteil berechnet sich aus dem Verhältnis der aus Biomasse stammenden Energiemenge zur Gesamtenergiemenge des Kraftstoffs, § 2 Nr. 9 EBeV 2022. Über den Bioenergieanteil wird dann der nachweislich nachhaltige Anteil herausgerechnet, sodass dann ausschließlich der nicht nachhaltige Teil der Emissionsbepreisung unterliegt.⁵⁸¹ Der Nachweis der Nachhaltigkeit der Biomasse kann für **Kraftstoffe** durch die Treibhausgas-Minderungsquote geführt werden, § 3 Abs. 2 37. BImSchV regelt hierfür, wann der Strom als erneuerbare Energie nicht-biogenen Ursprungs anerkannt wird und treibhausgasmindernd angerechnet werden kann. Bei **Heizstoffen** besteht diese Möglichkeit nicht, hier muss stattdessen direkt auf Nachhaltigkeitsnachweise der Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft zurückgegriffen werden.⁵⁸²

4.5.3.3.2 Anpassung an die neue Emissionshandels-RL

In dem Entwurf zur neuen Emissionshandelsrichtlinie (Emissionshandels-RL-E) der Kommission vom 14.07.2021 ist unter anderem in den Art. 30a ff. Emissionshandels-RL-E die Einführung eines eigenen europäischen Emissionshandels für den **Straßenverkehr und Gebäudereich** geplant. Angeknüpft wird hierbei, wie im nationalen System, an das Merkmal des „Inverkehrbringens“ der Brennstoffe in den freien Verkehr, wodurch die Unternehmen, welche diese verkaufen in die Pflicht genommen werden. Die Verbraucher als Emittenten sind bei diesem sogenannten „**Upstream-Ansatz**“ damit nicht selbst unmittelbar betroffen, aber durchaus mittelbar durch einen induzierten Preisanstieg.⁵⁸³ Es soll sich hierbei zunächst um ein **eigenständiges EU-weites Emissionshandelssystem** handeln, welches parallel zum bisherigen läuft.⁵⁸⁴ Da in Deutschland bereits mit dem BEHG ein nationales Emissionshandelssystem unter anderem für den Straßenverkehr existiert, stellt sich die Frage, wie der nationale Gesetzgeber die bestehenden Regelungen an die europäischen Vorgaben anpassen wird.⁵⁸⁵ Es würde sich anbieten, das nationale Handelssystem in das europäische zu integrieren und den nationalen Handel somit auslaufen zu lassen, aber nur sofern auch alle dort erfassten Bereiche im europäischen System aufgehen.⁵⁸⁶ Ein Unterschied ist beispielsweise, dass das europäische System im Gegensatz zum deutschen keine Festpreise oder einen Preiskorridor vorsieht, vielmehr sollen Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage wie im bisherigen europäischen Emissionshandelssystem über eine Marktstabilitätsreserve abgeschwächt werden.⁵⁸⁷ Das europäische System ist zudem auch enger gefasst als das nationale, da im Gegensatz zum nationalen Handel nicht alle Brennstoffverbräuche außerhalb des bislang bestehenden Emissionshandelssystems erfasst werden sollen, sondern nur die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr.

4.5.4 Hemmnisanalyse

Derzeit erfolgt der ordnungsrechtliche Anreiz für die Nutzung von grünem Wasserstoff mehr über **gezielte sektorale Lenkungswirkung** mit entsprechend differenzierter Ausgestaltung der Rahmenbedingungen in den verschiedenen Verbrauchssektoren – diese Option steht der Möglichkeit des Anreizes für einen umfassend oder partiell sektorenübergreifenden Markt

⁵⁸⁰ *Umweltbundesamt*, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, S. 19.

⁵⁸¹ *Umweltbundesamt*, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, S. 35.

⁵⁸² *Umweltbundesamt*, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, S. 39.

⁵⁸³ *Hoffmann*, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (258).

⁵⁸⁴ *Schäfer/Harsch*, Rechtlicher Überblick: Was hat sich 2021 im Energiewenderecht geändert?, EnWZ 2022, 195 (198).

⁵⁸⁵ *Hoffmann*, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (258).

⁵⁸⁶ BT-Drs. 707/21, S. 13.

⁵⁸⁷ *Umweltbundesamt*, Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude und Straßenverkehr in der EU, 2021, S. 1, 4.

für grünen Wasserstoff gegenüber.⁵⁸⁸ Es wird derzeit in diesem Kontext auch über die Aufnahme von grünem Wasserstoff als Energieträger im Gebäudeenergiegesetz diskutiert,⁵⁸⁹ das scheint jedoch vor dem Hintergrund neuerer Erkenntnisse, dass Wasserstoff im Gebäudewärmesektor eine eher untergeordnete Rolle spielen wird, nicht zwingend. Insgesamt muss auch eine Prüfung erfolgen, ob Anforderungen für den Einsatz von grünem Wasserstoff im Vergleich zu den Anforderungen für andere Kraftstoffe angemessen oder möglicherweise zu hoch sind.⁵⁹⁰

Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene wirkt sich der bestehende oder geplante Rechtsrahmen nicht immer förderlich auf den Wasserstoffhochlauf aus. **Quotenregelungen** stehen gerade in der Anfangsphase in einem deutlichen **Spannungsverhältnis zu der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff**. Das hat auch die Kommission erkannt:

[Es] sind eine wirksame Koordinierung europäischer Regulierungs- und Infrastrukturmaßnahmen, nationale Investitionen und Reformen sowie eine gemeinsame Energiediplomatie erforderlich. Ferner müssen Maßnahmen auf der Nachfrageseite, die darauf abzielen, den Energieverbrauch zu senken und industrielle Prozesse umzugestalten, um Gas, Öl und Kohle durch Strom aus erneuerbaren Quellen und fossilfreien Wasserstoff zu ersetzen, mit Maßnahmen auf der Angebotsseite zur Schaffung der Kapazitäten und Rahmenbedingungen für den Ausbau und die Erzeugung erneuerbarer Energien aufeinander abgestimmt werden.⁵⁹¹

Vor diesem Hintergrund kristallisieren sich auf allen Ebenen vor allem die folgenden Hemmnisse heraus:

Identifizierte wesentliche Hemmnisse
<ul style="list-style-type: none">• Fehlen einer einheitlichen Definition von Grünem Wasserstoff – Hohe Anforderungen können hier den Markthochlauf deutlich hemmen• Grundsätzlich sind ambitioniertere Mindestziele und Quoten wünschenswert – hier besteht aber auch ein Spannungsverhältnis mit der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff• Hinsichtlich der Beschaffung von sauberen Fahrzeugen schöpft Deutschland bislang nicht alle europarechtlichen Möglichkeiten aus und es besteht die Gefahr einer uneinheitlichen Umsetzung durch die Länder• Es bestehen kaum Sanktionierungsmöglichkeiten bei der Nichterreichung von Mindestzielen und Quoten• Zwischenziele beim Aufbau einer Wasserstofftankstelleninfrastruktur nach dem EU-Entwurf der AFIR-Verordnung fehlen• Etwaige Steuerungsmöglichkeiten über den Emissionshandel zugunsten der Nutzung von grünem Wasserstoff werden nicht ausgeschöpft• Die Potenziale des Flugverkehrs als Sektor werden nicht ausgeschöpft

Tabelle 15: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei der Nutzung von grünem Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

Die bisher in dem **Entwurf zum Delegierten Rechtsakt** angelegten Kriterien für grünen Wasserstoff sind sehr eng gefasst und hindern die Produktionskapazitäten. Das **Kriterium der Zusätzlichkeit**, nach Art. 3 lit. b, Art. 4 Nr. 2 lit. a DA-E und Art. 27 Abs. 3 UAbs. 5 RED II, soll zwar verhindern, dass sich die Nutzung des ohnehin produzierten grünen Stroms nur in einen anderen

⁵⁸⁸ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 44.

⁵⁸⁹ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 44.

⁵⁹⁰ Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 44.

⁵⁹¹ Europäische Kommission, RePower EU, COM (2022)230, S. 2.

Sektor verlagert, ohne tatsächlich den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergiemix zu erhöhen.⁵⁹² Dahinter steht die Befürchtung, dass die fossile Stromerzeugung ansteigt, wenn bestehende erneuerbare Energien-Anlagen zur Wasserstoff-Herstellung und nicht mehr zur normalen Stromerzeugung verwendet werden. Die **Einbeziehung von ausgeförderten und erweiterten Anlagen** stellt hierbei auch eine **sinnvolle** Ergänzung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff dar, da die Flächen bereits ausgewiesen sind, Infrastruktur bereits besteht und die Genehmigungsverfahren schneller vorstattengehen.⁵⁹³ Der Anwendungsbereich der Anlagen, die zur Herstellung der benötigten erneuerbaren Energien herangezogen werden dürfen, sollte aber **auch auf Alt-Anlagen ohne Kapazitätserweiterung** erstreckt werden. Diesen würde dann der Weiterbetrieb auch ohne staatliche Förderung ermöglicht und deren Abschaltung verhindert werden, es entstünde mehr Rechtsicherheit.⁵⁹⁴ Der Anteil erneuerbarer Energien würde hierdurch insgesamt ansteigen.⁵⁹⁵ Da allgemein ein Mangel an erneuerbarem Strom besteht, sollte auch auf alle verfügbaren möglichen Kapazitäten zurückgegriffen werden.

Das Kriterium der **Zeitgleichheit** nach Art. 4 Nr. 2 lit. c i) DA-E und die generelle Kopplung beider Anlagen in räumlicher Hinsicht in Form des Erfordernisses von Direktleitungen oder der Lage in einer Gebotszone, Art. 3 lit. a und Art. 4 Nr. 2 lit. d DA-E, können insofern Hindernisse für den Wasserstoffhochlauf darstellen, da beide einen **hohen Nachweisaufwand** erfordern und die Auslastungszeit der Elektrolyseure einschränken, da sie sich dann zum Beispiel ebenso wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen nach Wind oder Sonne richten müssen.⁵⁹⁶ Um den Bedarf an erneuerbaren Energien zu stillen, sollte auf erneuerbare Energien aus ganz Deutschland und Europa zurückgegriffen werden können, um so breite und günstige Beschaffungsmöglichkeiten zur Verfügung zu haben.⁵⁹⁷

Kritisch zu beurteilen ist hinsichtlich des Entwurfs zum delegierten Rechtsakt außerdem, dass nach Ablauf der Übergangsfrist in Art. 7 DA-E die strengeren Kriterien gelten werden, auch wenn ein Vorhaben bereits vor der Frist verwirklicht wurde. Ausnahmen gelten lediglich für die Kriterien der Zusätzlichkeit und der Förderfreiheit, Art. 7. DA-E Diese Geltung der strengeren Vorschriften kann bei vielen Wasserstoffprodukten dann aber zu Beeinträchtigungen führen und die Wasserstoffproduktion hemmen, da Vorhabenträger von diesem Risiko abgeschreckt werden können. Für diese frühen Projekte wäre also über eine Erstreckung des **Bestandsschutzes** auf alle Kriterien nachzudenken. Die Übergangsfrist in Art. 7 stellt an Anlagen, die bis Ende 2026 in Betrieb gehen, weniger strenge Anforderungen, um Anreize für die baldige Verwirklichung zu schaffen und Risiken zu minimieren. Die ist auch wichtig und sinnvoll, um mittelfristig Transparenz und Glaubwürdigkeit herzustellen. Fraglich ist allerdings, ob die gesetzte Frist bis zum Jahr 2027 für die Realisierung der Wasserstoffprojekte ausreichend ist, da die Planungs- und Genehmigungsphase oft länger dauert und deswegen wohl **nur wenige Vorhaben von der Erleichterung profitieren** werden. Deshalb wäre eine längere Frist wohl realistischer.⁵⁹⁸

Der Entwurf zur RED III setzt den **Anteil erneuerbaren Kraftstoffs nichtbiologischen Ursprungs** in der Energieversorgung im **Verkehrssektor** bis zum Jahr 2030 auf mindestens 2,6 % fest, das hat den Vorteil, dass die **Marktchancen und Wettbewerbsfähigkeiten** der nicht biogenen Kraftstoffe **gesteigert** werden können.⁵⁹⁹ Die Quote von 70 oder 75 % THG-Minderungswirkung durch RFNBO nach Art. 25 Abs. 2 RED II könnte **zu hoch gewählt** sein und somit eher ein Hemmnis darstellen, da die Mitgliedstaaten unter dem Druck die hohe Quote zu erfüllen, auf rentablere und schneller und einfacher umsetzbare Technologien statt auf Wasserstoff zurückgreifen könnten.⁶⁰⁰ Inwieweit die Treibhausgas-Minderungsquote zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beitragen kann, hängt insbesondere auch von der Ausgestaltung anderer Erfüllungsoptionen – wie

⁵⁹² *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, S. 42.

⁵⁹³ *DIHK*, Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor, S. 4.

⁵⁹⁴ *DIHK*, Stellungnahme zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, S. 12 f.

⁵⁹⁵ *DIHK*, Stellungnahme zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, S. 13.

⁵⁹⁶ *Verband kommunaler Unternehmen e.V.*, Stellungnahme zum Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II), S. 18.

⁵⁹⁷ *Verband kommunaler Unternehmen e.V.*, Stellungnahme zum Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II), S. 18.

⁵⁹⁸ *DIHK*, Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor, S. 3.

⁵⁹⁹ *DIHK*, Stellungnahme zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, S. 11.

⁶⁰⁰ *DIHK*, Stellungnahme zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, S. 14.

beispielsweise Elektromobilität – ab, sofern diese günstiger sind, werden Kraftstoffanbieter, diese dem grünen Wasserstoff vorziehen.⁶⁰¹

Obwohl laut Art. 5 Abs. 7 der CVD höhere nationale Ziele und höhere Anforderungen gestattet werden, übernimmt Deutschland lediglich die **Mindestquoten**. Einzig für die Beschaffung von Bussen soll gemäß § 6 Abs. 3 SaubFahrzeugBeschG die Hälfte der sauberen Busse durch **emissionsfreie Busse** nach § 2 Nr. 6 SaubFahrzeugBeschG erfüllt werden, worunter insbesondere auch Wasserstoff-betriebene Busse fallen. Ergänzendes Kriterium für die Beschaffung von Fahrzeugen könnten nach der Richtlinie auch die Vorgabe einer zuschlagsrelevanten Mindestgewichtung von Energieverbrauch und Umweltverträglichkeit der zu beschaffenden Fahrzeuge sein. Bis jetzt ist im Entwurf des SaubFahrzeugBeschG diese Möglichkeit noch nicht beachtet.⁶⁰²

Zu beachten ist zudem, dass die Gefahr besteht, dass das SaubFahrzeugBeschG durch die Länder heterogen umgesetzt wird. Das SaubFahrzeugBeschG bietet dafür Spielräume, da öffentliche Auftraggeber auf der einen Seite die vorgegebenen Quoten einhalten können, auf der anderen Seite aber auch **Branchenvereinbarungen** möglich sind. In diesen lassen die Länder ausnahmsweise gemäß § 5 Abs. 2 zu, dass einzelne Auftraggeber die **Mindestziele nicht einhalten müssen**, wenn diese bereits durch andere Auftraggeber des Landes übererfüllt werden. Dies wäre der Fall, wenn diese Auftraggeber mehr saubere Fahrzeuge beschaffen, als sie eigentlich müssten, dies gleicht dann aus, dass andere Auftraggeber an anderer Stelle weniger Fahrzeuge anschaffen als vorgegeben. Denn die **Mindestziele müssen nur insgesamt innerhalb des Landes eingehalten werden**. Nach dieser Regelung können somit Beiträge zur Einhaltung der Quoten etwa nach Kriterien wie der Größe des Auftraggebers oder geografischen Begebenheiten verteilt werden. So könnten etwa höhere Mindestziele für Großstädte und für luftschadstoffbelastete Regionen, aber niedrige oder keine Mindestziele für ländliche Gebiete oder für Gebiete mit hoher Luftqualität vorgegeben werden.⁶⁰³ Bedenken bestehen jedoch schon dahingehend, ob die in den Mitgliedstaaten abgeschlossene Branchenvereinbarungen überhaupt unionsrechtskonform sind. Grundsätzlich sind gemäß Art. 288 Abs. 3 AEUV die Mitgliedsstaaten zwar hinsichtlich der Wahl der Form und der Mittel zur Umsetzung der Ziele der Richtlinie frei und ungebunden. Es müssen also lediglich die zur Zielerreichung erforderlichen Rechts- und Verwaltungsvorschriften in Kraft gesetzt werden. Mit dem SaubFahrzeugBeschG ist Deutschland den Mindestzielen zwar generell nachgekommen. Allerdings wird dadurch, dass die Bundesländer die Mindestziele auch durch den Abschluss von Branchenvereinbarungen erreichen können, ohne dass die formellen Anforderungen, wie zum Beispiel Durchsetzbarkeit, Realisierungsfristen, Transparenz, Überwachung und Rechtssetzung bei Nichterfüllung, näher im SaubFahrzeugBeschG geregelt würden, den Ländern ein **zu großer Spielraum in der Umsetzung** eröffnet. Es kann dadurch zu Abweichungen untereinander kommen und die Mindestziele könnten so **weniger effektiv erreicht** werden.⁶⁰⁴ Darüber hinaus ist zu beachten, dass die EU-Kommission für den Abschluss sog. Umweltvereinbarungen empfiehlt, dass die Richtlinie selbst die Vereinbarungen ausdrücklich erlauben sollte.⁶⁰⁵ Die Clean-Vehicles-Directive enthält aber keine solche explizite Gestattung. Die nach § 5 Abs. 2 S. 3, Abs. 3 S. 2 SaubFahrzeugBeschG vorgesehene Möglichkeit des Abschlusses von Vereinbarungen mit Branchenverbänden ist daher in europarechtlicher Hinsicht bedenklich.⁶⁰⁶

Mangelnde Durchsetzbarkeit der Mindestziele kann auch dadurch entstehen, dass gesetzlichen Sanktionen im Falle des Nichterreichens fehlen. Im SaubFahrzeugBeschG ist nicht geregelt, wozu ein Nichteinhalten der Mindestzielvorgaben führt. Wohl handelt es sich dann um einen **Vergaberechtsverstoß** nach dem GWB.⁶⁰⁷ Der Freistaat Bayern hat zum Beispiel eine jährliche Berichtspflicht über die getätigten Beschaffungen nach dem SaubFahrzeugBeschG eingeführt. Ob dies ein wirksames Instrument zur Durchsetzung der Zielvorgaben ist, wird sich in Zukunft zeigen.⁶⁰⁸

⁶⁰¹ Buchmüller, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195, (201).

⁶⁰² Knauff, Vergaberechtliche Anforderungen an die Beschaffung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen, ZUR 2021, 218, 223.

⁶⁰³ Schröder, Aktuelle Vergaberechtsfragen zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, NZBau 2022, 379 (383).

⁶⁰⁴ Schröder, Aktuelle Vergaberechtsfragen zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, NZBau 2022, 379 (383).

⁶⁰⁵ EU-Kommission, Empfehlung der Kommission vom 9.12.1996 über Umweltvereinbarungen zur Durchführung von Richtlinien der Gemeinschaft (96/733/EG), ABl. 1996 L 333, 60, Nr. 2.1.

⁶⁰⁶ Schröder, Aktuelle Vergaberechtsfragen zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, NZBau 2022, 379 (383).

⁶⁰⁷ Institut für Wirtschaft und Umwelt e.V., Öffentliche Auftraggeber müssen bei Ausschreibungen Mindestquoten zum Einsatz „sauberer Fahrzeuge“ vorsehen.

⁶⁰⁸ Schröder, Aktuelle Vergaberechtsfragen zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, NZBau 2022, 379 (383).

Positiv fällt auf, dass der Verordnungsentwurf der Kommission auf das TEN-V-Gesamtnetz und das TEN-V-Kernnetz abstellt und somit direkt mit der TEN-T-Verordnung verknüpft ist, was logisch und folgerichtig ist.⁶⁰⁹ Die Anforderungen im Entwurf stellen Mindestanforderungen für die Sicherstellung einer leistungsfähigen Basisinfrastruktur dar. Sie orientieren sich aber noch nicht an der Infrastruktur, die notwendig ist, um die Klimaziele vollumfänglich zu erreichen. Denn die im Vorschlag der Kommission vorgesehene Wasserstoffinfrastruktur wird nicht ausreichen, um die erforderliche Zahl an entsprechenden Fahrzeugen zu versorgen, die bis 2030 auf der Straße sein müssen.⁶¹⁰ Die deutlich ambitionierteren Vorgaben des Entwurfs des Parlaments tragen dieser Notwendigkeit schon eher Rechnung. Hinsichtlich des vorgesehenen Abstands zwischen zwei Wasserstofftankstellen entlang des TEN-T-Gesamtnetzes wäre die von Parlament vorgeschlagene **Distanz von 100 km dem Vorschlag der Kommission vorzuziehen**. Diese Anforderung sollte aber genauso wie bei der Ladeinfrastruktur in beide Richtungen gelten. Dieser Passus fehlt in beiden Entwürfen.⁶¹¹ Des Weiteren ist die Mindestkapazität der Tankstellen von zwei Tonnen Wasserstoff pro Tag jeweils eher niedrig gewählt, da in absehbarer Zeit höhere Leistungskapazitäten notwendig sein dürften, um die zu erwartende Nachfrage in den folgenden Jahren zu bedienen. Darüber hinaus bestehen mit Blick auf beide Fassungen Zweifel daran, dass die für flüssigen Wasserstoff vorgesehenen Abstände ausreichen.⁶¹²

Es ist mit Blick auf den Kommissionsentwurf zu bemängeln, dass **keine Etappenziele für die Wasserstoffinfrastruktur** formuliert werden, die vor 2030 zu erreichen sind. Demgegenüber sieht der Entwurf des Parlaments zwar einen früheren Fristablauf zu 2027 vor, enthält aber ebenfalls keine Etappenziele. Unter diesem Gesichtspunkt bleibt positiv zu bewerten, dass beide Dokumente umfassende und regelmäßige Vorgaben zur **Berichterstattung** vorsehen. So müssen die Mitgliedstaaten nach Art. 14 Abs. 1 AFIR-E der Europäischen Kommission bis zum 1. Januar 2027 einen Entwurf ihres „nationalen Strategierahmens“ übermitteln, welcher etwa den gegenwärtigen Stand und die zukünftige Entwicklung des Markts für alternative Kraftstoffe im Verkehrsbereich und die Entwicklung der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe bewerten muss.⁶¹³

Es ist anzustreben, dass 2035 zumindest der überregionale Schwerlastverkehr weitestgehend dekarbonisiert sein wird. Dementsprechend sollten für diesen Zeitraum **strengere Anforderungen** gelten. Die Verhandlungsposition des Parlaments ist daher dem Entwurf der Kommission vorzuziehen, wobei auch noch ambitioniertere Vorgaben in Betracht kommen. Denkbar wäre es, beispielsweise mindestens **alle 60 Kilometer entlang des TEN-T-Gesamtnetzes** in beide Richtungen eine Wasserstofftankstelle mit einer Mindestkapazität von **6 Tonnen Wasserstoff pro Tag** zu fordern. Bezüglich flüssigen Wasserstoffs könnte es sinnvoll sein, diesen mindestens **alle 120 Kilometer verfügbar** zu machen.

Bislang bietet der Europäische Emissionshandel **keine signifikante Steuerungswirkung** zugunsten der Nutzung von grünem Wasserstoff.⁶¹⁴ Grüner Wasserstoff sollte, analog zu festen Biobrennstoffen wie Holz oder Pellets, unabhängig von seiner Herkunft insgesamt vom Anwendungsbereich des Emissionshandels nach dem BEHG ausgenommen werden, um ungerechtfertigten Verwaltungsaufwand zu vermeiden. Denn die CO₂-Bepreisung erscheint schon in sachlicher Hinsicht nicht angemessen, da bei der Verbrennung von Wasserstoff keine CO₂-Emissionen entstehen. Auch wenn für Wasserstoff unter den genannten Voraussetzungen in § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG ein Emissionsfaktor von Null anzusetzen ist, unterliegt er trotzdem der Berichtspflicht nach § 7 BEHG und für die Betroffenen entsteht der entsprechende Aufwand, ohne dass der Klimaschutz davon profitieren würde.⁶¹⁵ Eine künftige **Treibhausgas-Minderungsquote für den Flugverkehr** könnte den Markthochlauf für den Einsatz wasserstoffbasierter Kraftstoffe im Flugverkehr unterstützen.⁶¹⁶

⁶⁰⁹ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, S. 2.

⁶¹⁰ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, S. 2.

⁶¹¹ *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, S. 3.

⁶¹² *Nationaler Wasserstoffrat*, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, S. 3.

⁶¹³ *Hoffmann*, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255 (259).

⁶¹⁴ *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 42.

⁶¹⁵ *BDEW*, Stellungnahme zum Gesetzesentwurf für ein Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG, 2019.

⁶¹⁶ *Stiftung Umweltenergierecht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 43.

4.6 Rechtlicher Förderrahmen

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bedarf erheblicher Investitionen und im regulierten Energierecht eines Rechtsrahmens zur Finanzierung, wobei zwischen der **Anschubfinanzierung** und einem **dauerhaften Finanzierungsrahmen** unterschieden werden muss.⁶¹⁷ Die Finanzierung kann vor diesem Hintergrund unmittelbar im Sinne einer dauerhaften Finanzierungsmöglichkeit durch die direkten Beteiligten (beispielsweise durch Netzentgelte für reine Wasserstoffnetze), durch die Erdgas-transportkunden (Quersubventionierung) oder gerade im Bereich der Anschubfinanzierung durch die öffentliche Hand⁶¹⁸ im Rahmen einer staatlichen Förderung erfolgen. Letzteres soll im folgenden Kapitel behandelt werden.

Für einen erfolgreichen Markthochlauf von – bislang noch nicht wettbewerbsfähigem – grünen Wasserstoff spielen staatliche Förderprogramme und die entsprechende Wettbewerbspolitik auf allen Wertschöpfungsstufen eine entscheidende Rolle.⁶¹⁹ Fossile Energieträger in Endanwendungen sind nach wie vor – auch vor dem Hintergrund der Energiekrise – (noch) preisgünstiger als Wasserstoff in Endanwendungen, weshalb für den kurzfristigen Markthochlauf ein Förderbedarf für die Umstellung relevanter Anwendungen auf Wasserstoff besteht.⁶²⁰ Für die Begrenzung der Kosten für die ersten Nutzer ist die Frage der öffentlichen Förderung wesentlich.⁶²¹ Gleichermaßen müssen im Bereich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, ordnungsrechtliche Instrumente, wie verpflichtende Flächenausweisungen und Ausbaupfade mit Förderinstrumenten ineinandergreifen.⁶²²

Im Unionsgebiet skizzieren hierfür die europäischen Vorschriften für die staatlichen Beihilfen den äußeren Rahmen, innerhalb dessen sich staatliche Förderung bewegen muss. Dieser Rahmen soll daher im Folgenden dargestellt werden, um sodann weiter auf den nationalen Rahmen einzugehen. Im Anschluss werden verschiedene mögliche Förderinstrumente in den so aufgearbeiteten rechtlichen Rahmen eingeordnet.

4.6.1 Europäischer Rahmen

4.6.1.1 Beihilferechtliche Grundsystematik

4.6.1.1.1 Beihilfeverbot

Im Zentrum des europäischen Beihilferechts steht das **primärrechtliche Beihilfeverbot** in Form der **materiellen Rechtfertigungspflicht gemäß Art. 107 AEUV**. Danach sind Beihilfen grundsätzlich nur unter den Voraussetzungen des Art. 107 Abs. 2 und 3 AEUV möglich, die jeweils **Ausnahmen zum grundsätzlichen Beihilfeverbot** statuieren, um einen fairen Wettbewerb zu garantieren und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Staatliche Förderprogramme, die den Tatbestand der Beihilfe erfüllen, müssen sich daher grundsätzlich an den Anforderungen des Art. 107 AEUV messen lassen und unterliegen einer Notifizierungspflicht, Art. 108 Abs. 3 AEUV. Die Vereinbarkeit staatlicher Beihilfen mit dem Binnenmarkt wird von der Kommission (oder dem Rat) festgestellt (Art. 108 Abs. 1 AEUV). Die Mitgliedsstaaten dürfen dann die entsprechenden Maßnahmen **nicht durchführen, bevor die Kommission einen abschließenden Beschluss** erlassen hat, Art. 108 Abs. 3 S. 3 AEUV. Diese Vorschrift entfaltet dabei unmittelbare Wirkung und bedarf somit keiner weiteren Umsetzungsentscheidung.⁶²³ Das führt ipso iure in diesem Zeitraum zu einer **Nichtigkeit von Fördervereinbarungen** oder der **Rechtswidrigkeit von Verwaltungsakten**.⁶²⁴

⁶¹⁷ Vgl. *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (197).

⁶¹⁸ Vgl. *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (197).

⁶¹⁹ Vgl. *Held*, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145 (146).

⁶²⁰ *Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)*, H2-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2021, S. 2.

⁶²¹ *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (199).

⁶²² Vgl. hierzu *Paintner/Antoni*, Rechtsrahmen für die ergänzende Solarförderung auf Landesebene, EnWZ 2022, 159.

⁶²³ *Cremer* in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 9.

⁶²⁴ *Burgi/Zimmermann*, Der (künftige) EU-beihilferechtliche Rahmen für die Förderung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 212 (213).

Grundsätzlich erstreckt sich der Anwendungsbereich der Art. 107 und 108 AEUV auf **sämtliche wirtschaftliche Tätigkeiten aller Unternehmen und Produktionszweige**, soweit speziellere Normen keine abweichenden Regelungen enthalten.⁶²⁵ Der **Begriff der Beihilfe** ist dabei primärrechtlich nicht definiert und weit auszulegen, um einer Verengung des Begriffs vorzubeugen⁶²⁶, die die Gefahr bürge, das unionsrechtliche Beihilfeverbot auszuhöhlen. Daher sind darin alle staatlichen Maßnahmen (jedes Tun oder Unterlassen) zu sehen, die Belastungen verringern, die ein Unternehmen normalerweise zu tragen hat; die tatbestandliche Qualifizierung als Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV richtet sich demnach nach den Maßnahmen**wirkungen**, wobei Gründe oder Zielsetzungen außer Betracht bleiben.⁶²⁷



Abbildung 14: Begriff der Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV

Quelle: eigene Darstellung

Ein Markt für Wasserstoff ist als Wirtschaftszweig einzuordnen, dessen Entwicklung einer Förderung bedarf. Damit fallen Beihilfen in diesem Bereich grundsätzlich unter den Tatbestand des Art. 107 Abs. 3 lit. c Alt. 1 AEUV und **können damit** von der Kommission **als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden (Ermessensbeihilfen)**.⁶²⁸ Gleichzeitig dient die Förderung der Wasserstoffwirtschaft auch dem Klimaschutz und damit einem **wichtigen Vorhaben von gemeinsamen europäischen Interesse (IPCEI) nach Art. 107 Abs. 3 lit. b Alt. 1 AEUV**. Eine Förderung liegt vor, wenn ein **Anreizeffekt** gegeben ist, der wiederum dann vorliegt, wenn die Maßnahme den Beihilfeempfänger zu einer Verhaltensänderung hin zu einer Verbesserung des Umweltschutzes oder für das Funktionieren eines Energiemarktes mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien veranlasst, die ohne die Beihilfe nicht eingetreten wäre.⁶²⁹

Für Ausnahmen nach Art. 107 Abs. 3 AEUV ist der Kommission ein **Ermessensspielraum** eingeräumt (*können* als vereinbar angesehen werden). Dieser Ermessens- und Entscheidungsspielraum der Kommission bei der konkreten Anwendung und Auslegung im Einzelfall ist weit auszulegen.⁶³⁰ Das Ermessen der Kommission wird diesbezüglich insbesondere durch soft law gebunden.⁶³¹ Dabei handelt es sich um zunächst unverbindliche Verhaltensnormen wie Mitteilungen. Für Beihilfen im Anwendungsbereich des Art. 107 Abs. 3 lit c AEUV hat die Kommission in einer **Mitteilung Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen**⁶³² (**KUEBL**) für die Ermessensausübung herausgegeben (siehe 4.6.1.1.3). Die Kommission

⁶²⁵ Cremer in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 8.

⁶²⁶ Cremer in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 11.

⁶²⁷ Cremer in: Calliess/Ruffert, AEUV, Art. 107 Rn. 11.

⁶²⁸ Vgl. Kamm/Kahles, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 8.

⁶²⁹ Burgi/Zimmermann, Der (künftige) EU-beihilferechtliche Rahmen für die Förderung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 212 (217).

⁶³⁰ Von Wallenberg/Schütte in: Grabitz/Hilf/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, 2022, Art. 107 AEUV Rn. 149.

⁶³¹ Maxian/Rusche in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2022, Art. 107 Abs. 3 AEUV, Rn. 20.

⁶³² Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01).

schaft hierdurch einen Vertrauenstatbestand.⁶³³ Die Mitteilungen entbinden die Kommission aber nicht jeweils die spezifischen außergewöhnlichen Umstände des Einzelfalls nach eigenem Ermessen zu prüfen.⁶³⁴ Unter bestimmten Umständen fallen staatliche Zuwendungen entweder schon nicht unter den Begriff der Beihilfe nach Art. 107 Abs. 1 AEUV oder sind dennoch von der Genehmigungs- und Notifizierungspflicht befreit. Hierbei handelt es sich um ein sogenanntes sekundäres Freistellungsregime⁶³⁵, das für den Markthochlauf eine wichtige Rolle spielen kann und im Folgenden dargestellt wird.

4.6.1.1.2 Sekundäres Freistellungsregime

Nach Art. 109 AEUV kann der Rat Bedingungen für die Anwendung von Art. 108 Abs. 3 und die Arten von Beihilfen festlegen, die von der Notifizierungspflicht ausgenommen sind. Hierunter fallen De-minimis-Ausnahmen und allgemeine Freistellungen.

4.6.1.1.2.1 De-Minimis

Der Rat hat die Kommission ermächtigt, De-minimis-Schwellen festzulegen, unter denen Art. 107 Abs. 1 AEUV nicht zur Anwendung kommt⁶³⁶ und die Kommission entsprechend in Art. 3 Abs. 2 **De-Minimis-Verordnung**⁶³⁷ den allgemeinen Schwellenwert von 200.000 EUR für ein Unternehmen in einem Zeitraum von drei Steuerjahren festgelegt. Hierbei handelt es sich folglich um eine Ausnahme mit **niedrigem Schwellenwert und daher mit untergeordneter Bedeutung**.⁶³⁸ Unterhalb der Schwellenwerte handelt es sich dann begrifflich schon nicht um eine Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV.

4.6.1.1.2.2 Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung

Die **Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung**⁶³⁹ (AGVO) ist eine Verordnung nach Art. 108 Abs. 4 AEUV, gemäß dem die Kommission Verordnungen zu den Arten von staatlichen Beihilfen erlassen kann, für die der Rat nach Art. 109 AEUV festgelegt hat⁶⁴⁰, dass sie von dem Notifizierungsverfahren nach Art. 108 Abs. 3 AEUV ausgenommen werden können.

Gemäß Art 1 Abs. 1 AGVO erstreckt sich der **Anwendungsbereich** unter anderem – mit Relevanz für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft - auf Regionalbeihilfen (lit. a), Beihilfen für kleinere und mittlere Unternehmen (KMU) in Form von Investitionsbeihilfen, Betriebsbeihilfen und Beihilfen zur Erschließung von KMU-Finanzierungen. (lit. b), Umweltschutzbeihilfen (lit. c), Beihilfen für Forschung und Entwicklung und Innovation (lit. d) sowie Beihilfen für lokale Infrastrukturen (lit. l). Die Kommission ist im Anwendungsbereich der AGVO lediglich über die Maßnahme zu informieren (Art. 11 AGVO).

Grundsätzlich gilt die AGVO weiterhin nur für sogenannte **transparente Beihilfen**, solche, deren Bruttosubventionsäquivalent sich im Voraus genau berechnen lässt, ohne dass eine Risikobewertung erforderlich ist (Art. 5 AGVO) und die einen **Anreizeffekt** haben, was grundsätzlich nach Art. 6 Abs. 2 AGVO der Fall ist, wenn der Beihilfeempfänger vor Beginn der Arbeiten für das Vorhaben oder die Tätigkeit einen schriftlichen Beihilfeantrag in dem betreffenden Mitgliedstaat gestellt hat. Aus Art. 6 Abs. 3 ff. AGVO ergeben sich darüber hinaus weitere Voraussetzungen für das Vorliegen eines Anreizeffektes im Falle von Ad-hoc-Beihilfen für große Unternehmen und Steuervergünstigungen.

⁶³³ Maxian/Rusche in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2022, Art. 107 Abs. 3 AEUV, Rn. 23, *EuGH*, Rs. C-75/05 P und C-80/05 P Slg. 2008, I-6619, Tz. 60 und 61, Deutschland/Kronofrance.

⁶³⁴ Maxian/Rusche in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2022, Art. 107 Abs. 3 AEUV, Rn. 28; Urteil vom 8.3.2016, Griechenland/Kommission, C-431/14 P, EU:C:2016:145, Rn. 71 und 72.

⁶³⁵ Cremer in: Calliess/Ruffert, AEUV, 2022, Art. 107 Rn. 2.

⁶³⁶ Siehe zur entsprechenden Festlegung des Rates Art. 2 der Verordnung (EG) Nr. 994/98 des Rates vom 07. Mai 1998 über die Anwendung der Artikel 92 und 93 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft auf bestimmte Gruppen horizontaler Beihilfen, geändert durch die Verordnung (EU) Nr. 733/2013 des Rates vom 22. Juli 2013 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 994/98 über die Anwendung der Artikel 92 und 93 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft auf bestimmte Gruppen horizontaler Beihilfen.

⁶³⁷ Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen.

⁶³⁸ Burgi/Zimmermann, Der (künftige) EU-beihilferechtliche Rahmen für die Förderung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 212 (213).

⁶³⁹ Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in der Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

⁶⁴⁰ Siehe zur entsprechenden Festlegung des Rates Verordnung (EG) Nr. 994/98 des Rates vom 07. Mai 1998 über die Anwendung der Artikel 92 und 93 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft auf bestimmte Gruppen horizontaler Beihilfen, geändert durch die Verordnung (EU) Nr. 733/2013 des Rates vom 22. Juli 2013 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 994/98 über die Anwendung der Artikel 92 und 93 des Vertrags zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft auf bestimmte Gruppen horizontaler Beihilfen.

Beihilferegulungen, Einzelbeihilfen auf der Grundlage von Beihilferegulungen und Ad-hoc-Beihilfen sind gemäß Art. 3 AGVGO im Sinne des Artikels Art. 107 Abs. 2 oder 3 AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar und von der Anmeldepflicht nach Art. 108 Abs. 3 AEUV **freigestellt**, sofern diese Beihilfen alle Voraussetzungen des Kapitels I der AGVGO mit den allgemeinen Bestimmungen sowie die Voraussetzungen der besonderen Bestimmungen für die einzelnen Gruppen der Beihilfen nach Kapitel III erfüllen. Art. 4 AGVO nennt dabei konkrete **Anmeldeschwellen**, deren Überschreitung die Anwendbarkeit der AGVGO ausschließt. Die folgende Tabelle führt für Wasserstoffinfrastrukturvorhaben potenziell relevante Schwellenwerte im Folgenden auf.

Regionale Investitionsbeihilfen	Angepasster Beihilfemaximalsatz, der im Einklang mit dem in Art. 2 Nr. 20 AGVO festgelegten Mechanismus für eine Investition mit beihilfefähigen Kosten von 100 Mio. EUR errechnet wird
Investitionsbeihilfen für KMU	7,5 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben
Forschungs- und Entwicklungsbeihilfen	
Grundlagenforschung (mehr als die Hälfte der beihilfefähigen Kosten)	40 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben
Industrielle Forschung (mehr als die Hälfte der beihilfefähigen Kosten)	20 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben
Experimentelle Entwicklung (mehr als die Hälfte der beihilfefähigen Kosten)	15 Mio. EUR pro Unternehmen und Investitionsvorhaben
Durchführbarkeitsstudien zur Vorbereitung von Forschungstätigkeiten	7,5 Mio. EUR pro Studie
Investitionsbeihilfen für Forschungsinfrastrukturen	
Investitionsbeihilfen für Forschungsinfrastrukturen	20 Mio. EUR pro Infrastruktur
Beihilfen für Innovationscluster	7,5 Mio. EUR pro Innovationscluster
Innovationsbeihilfen für KMU	5 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben
Beihilfen für Prozess- und Organisationsinnovationen	7,5 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben
Investitionsbeihilfen für den Umweltschutz Lade- und Tankinfrastruktur	15 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben
Beihilfen für Lade- und Tankinfrastruktur	15 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben
Beihilfen für Seehäfen	beihilfefähige Kosten von 130 Mio. EUR pro Vorhaben
Beihilfen für Binnenhäfen	beihilfefähige Kosten von 40 Mio. EUR pro Vorhaben
Betriebsbeihilfen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und Betriebsbeihilfen zur Förderung erneuerbarer Energien in kleinen Anlagen	15 Mio. EUR pro Unternehmen und Vorhaben
aufgrund einer Ausschreibung nach Art. 42 AGVO	150 Mio. EUR pro Jahr insgesamt

Tabelle 16: Mengenschwellen nach der AGVO

Quelle: eigene Darstellung

Für die Schwellenwerte gelten die folgenden Begriffsbestimmungen. Die Kategorie der **KMU** setzt sich aus Unternehmen zusammen, die weniger als 250 Personen beschäftigen und die entweder einen Jahresumsatz von höchstens 50 Mio. EUR erzielen oder deren Jahresbilanzsumme sich auf höchstens 43 Mio. EUR beläuft (Art. 2 Abs. 1 Anhang I AGVGO).

Regionale Investitionsbeihilfen sind gemäß Art. 2 Abs. 41 AGVGO Regionalbeihilfen für Erstinvestitionen (in eine neue Wirtschaftstätigkeit) und **regionale Betriebsbeihilfen** Beihilfen zur Senkung der nicht mit einer Erstinvestition in Zusammenhang stehenden laufenden Ausgaben eines Unternehmens (nach Art. 2 Abs. 42 AGVGO). Dazu zählen Kostenpositionen wie Personal-, Material-, Fremdleistungs-, Kommunikations-, Energie-, Wartungs-, Miet- und Verwaltungskosten, nicht aber Abschreibungen und Finanzierungskosten, sofern diese bei Gewährung der Investitionsbeihilfe als beihilfefähige Kosten berücksichtigt wurden. **Erstinvestitionen** sind dabei Investitionen in materielle und immaterielle Vermögenswerte zur Errichtung einer neuen Betriebsstätte, zum Ausbau der Kapazitäten einer bestehenden Betriebsstätte, zur Diversifizierung der Produktion einer Betriebsstätte durch vorher dort nicht hergestellte Produkte oder zu einer grundlegenden Änderung des gesamten Produktionsprozesses einer bestehenden Betriebsstätte (Art. 2 Abs. 49 lit. a AGVGO). **Umweltschutz** im Sinne der Verordnung ist jede Maßnahme, die darauf abzielt, einer Beeinträchtigung der natürlichen Umwelt oder der natürlichen Ressourcen durch die Tätigkeit eines Beihilfeempfängers abzuwehren, vorzubeugen oder die Gefahr einer solchen Beeinträchtigung zu vermindern oder eine rationellere Nutzung der natürlichen Ressourcen einschließlich Energiesparmaßnahmen und die Nutzung erneuerbarer Energien zu fördern (Art. 2 Abs. 101 AGVO).

Grundsätzlich ist die AGVO ein **bedeutender Hebel** im Subventionsregime. Das Notifizierungs- und Genehmigungsverfahren vor der Kommission ist ein langwieriger mit Rechtsunsicherheiten behafteter Prozess. Die AGVO kann dementsprechend eine **Beschleunigungsfunktion** haben und zudem Planungssicherheit verschaffen.

Entsprechend ist insbesondere zielführend, dass Wasserstoff nun Eingang in die AGVO mit der Novelle vom 23. Juli 2021⁶⁴¹ gefunden hat. Weitere Änderungen sind geplant, um die Subventionierung des ökologischen Wandels rechtlich und gerade Investitionen in grünen Wasserstoff zu erleichtern.⁶⁴² Ziel soll dabei insbesondere sein, auch öffentliche Finanzierung zu fördern, die der Umsetzung des Green Deals dient und insbesondere **Investitionen in grünen Wasserstoff sollen erleichtert werden**, indem Beihilfen in diesem Bereich von der Anmeldepflicht befreit werden.⁶⁴³

Bereits jetzt sind bestimmte **Investitionsbeihilfen für umweltfreundliche Wasserstoffprojekte und Wasserstoffinfrastruktur vom Anwendungsbereich der AGVO umfasst** und somit von der Notifizierungs- und Genehmigungspflicht befreit, ebenso wie Betriebsbeihilfe für kleine Anlagen. Das betrifft insbesondere **Beihilfen für die Lade- und Tankinfrastruktur** für emissionsarme Straßenfahrzeuge. Die wesentlichen wasserstoffrelevanten Änderungen werden im Folgenden aufgezeigt.

Art. 2 Abs. 102 c AGVO enthält nunmehr eine **Definition für erneuerbaren Wasserstoff** als *Wasserstoff, der unter Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen durch Elektrolyse von Wasser (in einem mit erneuerbarem Strom betriebenen Elektrolyseur) oder durch Reformierung von Biogas oder durch biochemische Umwandlung von Biomasse erzeugt wird, sofern mit den Nachhaltigkeitskriterien des Artikels 29 RED II vereinbar.*

Nach Art. 36a Abs. 1 AGVO sind Beihilfen für den Aufbau der Lade- oder Tankinfrastruktur für die Energieversorgung von emissionsfreien und emissionsarmen Straßenfahrzeugen für Verkehrszwecke von der Notifizierungspflicht freigestellt und für als mit dem Binnenmarkt vereinbar im Sinne des Art. 107 Abs. 3 AEUV erklärt. Art. 2 Abs. 102b AGVO definiert Tankinfrastruktur *als feste oder mobile Infrastruktur zur Versorgung von Straßenfahrzeugen mit Wasserstoff*. Demnach gilt Art. 36a AGVO ausschließlich für den Aufbau von Lade- oder Tankinfrastruktur zur Versorgung von Fahrzeugen mit Strom oder erneuerbarem Wasserstoff für Verkehrszwecke (Art. 36a Abs. 2 AGVO). Beihilfefähige Kosten sind die **Kosten für den Bau, die**

⁶⁴¹ Verordnung (EU) 2021/1237 der Kommission vom 23. Juli 2021 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 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.

⁶⁴² *Europäische Kommission*, Staatliche Beihilfen: Kommission holt Stellungnahmen zum Entwurf eines Vorschlags ein, der die Durchführung staatlicher Beihilfen zur Förderung des ökologischen und des digitalen Wandels weiter erleichtern soll, 2021, S. 1, abrufbar unter [file:///Users/Arbeit/Downloads/Staatliche Beihilfen_Kommission holt Stellungnahmen zum Entwurf eines Vorschlags ein der die Durchf hrung staatlicher Beihilfen zur F rderung des kologischen und des digitalen Wandels weiter erleichtern soll.pdf](file:///Users/Arbeit/Downloads/Staatliche%20Beihilfen_Kommission_holt_Stellungnahmen_zum_Entwurf_eines_Vorschlags_ein_der_die_Durchf_hrung_staatlicher_Beihilfen_zur_F_rderung_des_kologischen_und_des_digitalen_Wandels_weiter_erleichtern_soll.pdf).

⁶⁴³ *Europäische Kommission*, Staatliche Beihilfen: Kommission holt Stellungnahmen zum Entwurf eines Vorschlags ein, der die Durchführung staatlicher Beihilfen zur Förderung des ökologischen und des digitalen Wandels weiter erleichtern soll, 2021, S. 2.

Installation oder die Modernisierung der Lade- oder Tankinfrastruktur (Art. 36a Abs. 3 S. 1 AGVO). Nicht unter den Tatbestand fallen die Kosten für lokale Anlagen zur Stromerzeugung oder -speicherung und die Kosten für lokale Anlagen zur Wasserstoffherzeugung (Art. 36a Abs. 3 S. 3 AGVO).

Außerdem bestehen nach Art. 56 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 lit. b iii) AGVO Möglichkeiten zur Förderung aus dem **Fonds „InvestEU“** für **EE-Anlagen, die mit Wasserstoff-Elektrolyseuren oder Wasserstoffspeichereinrichtungen gekoppelt** sind, sofern diese ausschließlich die von einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie produzierte Energie nutzen, nach Art. 56 Abs. 1 i.V.m. Abs. 6 lit. a v) AGVO ebenfalls für Lade- oder Tankinfrastruktur zur Versorgung von Fahrzeugen mit erneuerbarem Wasserstoff.

Das **Konsultationsdokument** vom 01.08.2021⁶⁴⁴ (AGVO-E) enthält darüber hinaus eine wasserstoffinklusive Definition für Infrastruktur für alternative Kraftstoffe in Art. 2 Abs. 161 AGVO-E *als feste, mobile oder Offshore-Hafeninfrastruktur, die einem Hafen die Versorgung von Schiffen mit Energiequellen wie Strom, Wasserstoff oder Biokraftstoffen ermöglicht, die zumindest teilweise als Ersatz für Erdöl als Energieträger für den Verkehrssektor dienen, zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen und die Umweltverträglichkeit des Verkehrssektors erhöhen können.*

Diese Entwicklungen gehen in die richtige Richtung, sind aber noch deutlich ausbaufähig. Vor dem Hintergrund des bedeutenden Förderbedarfs in der Anfangsphase des Markthochlaufes einer Wasserstoffwirtschaft sollte die Anpassung der AGVO zügig und zielgerichtet vorangetrieben werden.

4.6.1.1.3 KUEBLL

Unterfällt die Beihilfe nicht der AGVO, so muss der Mitgliedstaat die Beihilfe **notifizieren** und die Kommission die Beihilfe **genehmigen**. Die von der Kommission als Mitteilung herausgegebenen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen⁶⁴⁵ (KUEBLL) dienen der Konkretisierung des beihilferechtlichen Prüfermessens der Kommission im Bereich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Sie enthalten die Vereinbarkeitskriterien für Umweltschutz- (einschließlich Klimaschutz-) und Energiebeihilfen, die unter Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV fallen (Abschnitt 3 Rn. 20 KUEBLL). KUEBLL sind in der Rechtsnatur lediglich eine **Mitteilung der Kommission** und damit **nicht rechtsverbindlich**, sie sollen aber durch eine **Selbstbindung** der Kommission den Mitgliedsstaaten eine gewisse Vorhersehbarkeit und damit **Rechts- und Planungssicherheit im Rahmen der beihilferechtlichen Prüfung** geben und die sonst erforderliche Einzelfallprüfung nach Art. 107 Abs. 3 AEUV konkretisieren und strukturieren.⁶⁴⁶ Sie sind insbesondere auch vor dem Hintergrund der EuGH-Rechtsprechung anzuwenden, wonach die Förderung erneuerbarer Energiequellen für die Union von hoher Priorität ist, sowie dass die Nutzung dieser Energiequellen zum Umweltschutz und zur nachhaltigen Entwicklung beiträgt und zur Sicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung beitragen und die Erreichung der Zielvorgaben des Kyoto-Protokolls beschleunigen kann.⁶⁴⁷

Gemäß Rn. 12 KUEBLL gelten die Leitlinien für staatliche Beihilfen, die gewährt werden, um wirtschaftliche Tätigkeiten in einer Weise zu fördern, die den **Umweltschutz verbessert**, sowie für Beihilfen zur **Förderung wirtschaftlicher Tätigkeiten im Energiesektor**, die durch den AEUV geregelt sind, soweit diese Beihilfen unter Abschnitt 2.2 der Leitlinien fallen. Dieser zählt unter Rn. 16 Gruppen von Umweltschutz- und Energiemaßnahmen auf, deren Förderung durch staatliche Beihilfen unter bestimmten Voraussetzungen mit Artikel 107 Abs. 3 lit. c AEUV vereinbar sein kann. Darunter fällt die Förderung zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgas-Emissionen von erneuerbaren Energien (lit. a), der Erwerb oder das Leasing von sauberen Fahrzeugen für den Luft-, Straßen-, Schienen-, Binnenschiffs- und Seeverkehr, der Aufbau der Lade- und Tankinfrastruktur für saubere Fahrzeuge (lit. d), Beihilfen in Form einer Ermäßigung von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben (lit. h), zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit (lit. i), für **Energieinfrastruktur** (lit. j) und in Form einer Ermäßigung der Stromverbrauchsabgaben für energieintensive Unternehmen (lit. l).

⁶⁴⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:02014R0651-20210801&from=EN>.

⁶⁴⁵ *Europäische Kommission*, Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, 2022/C 80/01 (KUEBLL).

⁶⁴⁶ Vgl. dazu *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 10.

⁶⁴⁷ *EuGH*, Urteil vom 26. September 2013 - C-195/12, Rn. 56; Urteil vom 4. Mai 2016 – C-346/14, Rn. 73.

Das allgemeine Prüfprogramm nach KUEBLL gestaltet sich wie folgt:



Abbildung 15: Beihilfenvereinbarkeitsprüfung nach KUEBLL.

Quelle: Eigene Darstellung

Ein **Anreizeffekt** ist nach KUEBLL dann gegeben, wenn die Beihilfe dazu führt, dass der Beihilfeempfänger sein Verhalten ändert und zusätzliche wirtschaftliche Tätigkeiten oder umweltfreundlichere Tätigkeiten aufnimmt, die er ohne die Beihilfe nicht, nur in geringerem Umfang oder auf eine andere Weise ausüben würde (Abschnitt 3.1.2 Rn. 26 KUEBLL). Ein Anreizeffekt ist hingegen – in Einklang mit den Vorgaben der AGVO – ausgeschlossen, wenn die Arbeiten an dem zu fördernden Vorhaben bereits begonnen wurden, bevor der Beihilfeempfänger einen schriftlichen Beihilfeantrag bei den nationalen Behörden gestellt hat (Abschnitt 3.1.2 Rn. 29 KUEBLL) es sei denn, die Beihilfe wird automatisch nach objektiven und nichtdiskriminierenden Kriterien und ohne weitere Ermessensausübung durch den Mitgliedsstaat gewährt und die Maßnahme wurde vor Beginn der Arbeiten an dem geförderten Vorhaben eingeführt oder ist vorher in Kraft getreten (Abschnitt 3.1.2 Rn. 31 lit. a KUEBLL). Die Beihilfe muss, um **erforderlich** zu sein, auf eine Situation ausgerichtet sein, in der sie eine wesentliche Verbesserung bewirken kann, die der Markt allein nicht herbeiführen kann (Abschnitt 3.2.1.1 Rn. 34 KUEBLL), sie ist **geeignet**, wenn es kein Politik- oder Beihilfeinstrument gibt, mit dem dieselben Ergebnisse erzielt werden könnten, aber geringere Verzerrungen bewirkt würden (Abschnitt 3.2.1.2 Rn. 39 KUEBLL) und ferner **angemessen**, wenn der Beihilfebetrag pro Beihilfeempfänger auf das Minimum beschränkt ist, das für die Durchführung des geförderten Vorhabens erforderlich ist (Abschnitt 3.2.1.3 Rn. 47 KUEBLL). Die entsprechende Finanzierungslücke muss dann nicht detailliert geprüft werden, wenn die Beihilfebeträge mittels Ausschreibung bestimmt werden. Die **Angemessenheit** der Beihilfe wird **vermutet**, wenn die **Ausschreibung als wettbewerbliches Verfahren** durchgeführt wird (offen, klar, transparent und diskriminierungsfrei), Kriterien weit genug vor Ablauf der Antragsfrist veröffentlicht werden und das Volumen eine wirksame Beschränkung darstellt (Abschnitt 3.2.1.3 Rn. 49 KUEBLL).

Während alle Beihilfen grundsätzlich der so skizzierten allgemeinen Prüfung des Abschnitts 3 KUEBLL unterfallen, gruppiert **Abschnitt 4 KUEBLL** die Beihilfen, um so für bestimmte Gruppen von Beihilfen zusätzliche Voraussetzungen zu definieren. Die KUEBLL enthalten bislang **keine eigene Beihilfengruppe zur Förderung von Wasserstoff**. Beihilfen entlang des Aufbaus einer Wasserstoffwertschöpfungskette können je nach Zuordnung zur Wertschöpfungsstufe demnach vorerst unter die folgenden Beihilfengruppen fallen:

- **Beihilfen zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgas-Emissionen, unter anderem durch die Förderung von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz (Abschnitt 4.1)**

- Beihilfen für saubere Mobilität (Abschnitt 4.3)
- Beihilfen in Form einer Ermäßigung von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben (Abschnitt 4.7)
- **Beihilfen für Energieinfrastruktur (Abschnitt 4.9)**
- Beihilfen in Form einer Ermäßigung der Stromabgaben für energieintensive Industrien (Abschnitt 4.11)

Im Folgenden wird näher auf die Anforderungen der KUEBLL hinsichtlich Beihilfen zur Verringerung und zum Abbau von Treibhausgas-Emissionen insbesondere durch die Förderung von erneuerbaren Energien und von Energieeffizienz und auf Beihilfen für Energieinfrastruktur eingegangen, da hier wohl die meisten Wasserstoffinfrastrukturvorhaben einzuordnen sein dürften.

4.6.1.1.3.1 Beihilfen zur Verringerung und Abbau von THG-Emissionen

Gemäß Abschnitt 4.1 Rn. 78 KUEBLL enthält **Abschnitt 4.1 KUEBLL** die entsprechenden Vorschriften für die **Vereinbarkeit von Maßnahmen zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen**, einschließlich Beihilfen für die Erzeugung erneuerbarer Energie oder synthetischer Kraftstoffe, die unter Einsatz erneuerbarer Energie erzeugt werden. Auch die Förderung von Infrastruktur kann unter Umständen hierunter fallen, sofern nicht von Abschnitt 4.9 KUEBLL erfasst. Insofern sollen zunächst dessen Anforderungen im Wesentlichen skizziert werden. Erzeugung oder mit Verbrauch bzw. Nutzung verbunden sind (Rn. 84). **Grundsätzlich können nach dem Abschnitt 4.1 KUEBLL neben Investitionskosten auch Betriebskostenförderungen gewährt werden.**⁶⁴⁸

Abschnitt 4.1.2.1 Rn. 80 KUEBLL legt fest, dass die **Förderung von Biokraftstoffen**, flüssigen Biobrennstoffen und Biogas nur insoweit genehmigt werden kann, als die geförderten Brennstoffe den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgas-Einsparungen entsprechen, die in der RED II und den entsprechenden Durchführungsrechtsakten beziehungsweise delegierten Rechtsakten festgelegt sind.

Nach Abschnitt 4.1.2.1 Rn. 82 KUEBLL können Beihilfen für die **Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff** ebenfalls auf Grundlage des Abschnitts 4.1 KUEBLL geprüft werden. Das betrifft auch netzgebundene Elektrolyseure, die Strombezugsvereinbarungen (PPA) über erneuerbaren Strom geschlossen haben, die die Voraussetzungen der nach Art. 27 Abs. 3 RED II erlassenen delegierten Verordnung der Kommission erfüllen. Das kann so ausgelegt werden, dass für die Förderungsfähigkeit von Wasserstoffvorhaben im Anwendungsbereich der KUEBLL von der Einhaltung der Voraussetzungen des delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 Abs. 3 RED II einzuhalten sind.⁶⁴⁹ Abschnitt 2.4 Rn. 19.70 enthält auch eine Definition für erneuerbaren Wasserstoff, der nach dieser Vorschrift im Einklang mit den nach der RED II⁶⁵⁰ niedergelegten Methoden für RFNBO aus erneuerbaren Energien gewonnen werden muss. Weiterhin werden nach Abschnitt 4.1 KUEBLL Beihilfen für gewidmete **Infrastrukturvorhaben für Wasserstoff** geprüft, die nicht unter Energieinfrastruktur subsumiert werden können, sowie gleichermaßen Vorhaben, die gewidmete Infrastruktur oder Energieinfrastruktur umfassen.

Für Vorhaben zur Verringerung von Treibhausgas-Emissionen, die nach Abschnitt 4.1 KUEBLL geprüft werden, gelten Erleichterungen in der **Erforderlichkeitsprüfung** (Abschnitt 4.1.3.1 Rn. 89). So finden die allgemeinen Regelungen zur Erforderlichkeit überwiegend keine Anwendung, der Mitgliedsstaat muss aber **nachweisen, dass das Vorhaben ohne die Beihilfe nicht durchgeführt würde** (Abschnitt 4.1.3.1 Rn. 90 KUEBLL). Das wird entweder anhand einer Quantifizierung gemäß Abschnitt 3.2.1.3 KUEBLL oder einer nachweisgestützten, vom Mitgliedsstaat durchgeführten Analyse von der Kommission geprüft (Abschnitt 3.2.1.2 Rn. 38 KUEBLL). Aufgrund dieses Nachweises gilt dann eine Regelvermutung nach Abschnitt 4.1.31 KUEBLL Rn. 91 für ein Marktversagen, das mithilfe von Beihilfen zur Förderung der Dekarbonisierung behoben werden kann.

Weiterhin finden die allgemeinen Regelungen zur **Geeignetheit** keine Anwendung auf Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgas-Emissionen. Auch hier wird in Abschnitt 4.1.3.2 Rn. 93 KUEBLL eine Regelvermutung aufgestellt, dass staatliche

⁶⁴⁸ Altrock et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 123.

⁶⁴⁹ Dieser Ansicht Altrock et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 90.

⁶⁵⁰ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Beihilfen bei sonstiger Unionsrechtsvereinbarkeit grundsätzlich eine geeignete Maßnahme zur Verwirklichung der Dekarbonisierungsziele darstellen können. Das wird in den Leitlinien mit der Annahme begründet, dass andere politische Instrumente zur Erreichung dieser Ziele in der Regel nicht ausreichen.

Abschnitt 4.1.3.1 Rn. 96 lit. a KUEBLL enthält die Vermutung, dass eine stärkere Begrenzung der Vorschriften für die **Beihilfefähigkeit** (Transparenz) einer Maßnahme, die auf ein im Unionsrecht verankertes sektor- oder technologiespezifisches Ziel – KUEBLL nennt hier ausdrücklich erneuerbaren Wasserstoff als sektor- oder technologiespezifisches Ziel – den Wettbewerb nicht übermäßig verzerrt.

Nach Abschnitt 4.1.3.5 Rn. 103 KUEBLL sollen im Rahmen der **Angemessenheitsprüfung** Beihilfen zur Verringerung von Treibhausgas-Emissionen in der Regel im Wege einer **Ausschreibung** gewährt werden. **Ausnahmen** von dieser Regel können nur nach Abschnitt 4.1.3.5 Rn. 107 KUEBLL gewährt werden. Danach müssen die Mitgliedsstaaten Nachweis darüber bringen, dass alternativ das potenzielle Angebot oder die Zahl potenzieller Bieter nicht ausreicht, um Wettbewerb zu gewährleisten und es auch nicht möglich ist, den Wettbewerb durch Verringerung der Mittelausstattung oder Erleichterung der Teilnahme zu stärken (lit. a), die beihilfeempfangenden Vorhaben bestimmte Mengenschwellen – beispielsweise 1 MW Stromerzeugung, -speicherung oder -verbrauch - nicht überschreiten (lit. b) oder ein Einzelvorhaben soll Teil eines großen integrierten grenzüberschreitenden Vorhabens, von mehreren Mitgliedsstaaten gemeinsam im gemeinsamen Interesse der Union zum Umweltschutz konzipiert, werden und wendet gleichzeitig eine innovative Technologie aus einer FuEul-Tätigkeit an oder zählt zu den frühen Anwendern einer innovativen Technologie in seinem Wirtschaftszweig (lit. c). Eine Ausschreibung ist dann nicht zwingend vorgeschrieben, wenn die auf die Dekarbonisierung oder Energieeffizienz abzielende Beihilferegulungen als Förderung in Form einer **Ermäßigung von Steuern oder steuerähnlichen Abgaben**, etwa Abgaben zur Finanzierung umweltpolitischer Ziele konzipiert sind, nicht umfasst sind dabei die Ermäßigungen von Steuern oder Abgaben, die die wesentlichen Kosten der Bereitstellung von Energie oder von damit verbundenen Dienstleistungen widerspiegeln, etwa Netzentgelte oder Entgelte zur Finanzierung von Kapazitätsmechanismen (Abschnitt 4.1.3.5 Rn. 109 KUEBLL). Da Netzentgelte ohnehin in der Regel keine staatlichen Zuwendungen sind, ist diese Tatbestandsausnahme eher deklaratorischer Natur.

Ab dem 01.07.2023 gilt eine **öffentliche Konsultationspflicht** zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen auf den Wettbewerb der unter Abschnitt 4.1 KUEBLL fallenden Maßnahmen. (Abschnitt 4.1.3.4 Rn. 99 KUEBLL). Je nach Beihilfebetrug muss die Konsultation 4-6 Wochen laufen und verschiedene Aspekte umfassen.

Beim Prüfungspunkt der **Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb** und Handel und der allgemeinen **Abwägungsprüfung** finden nach Abschnitt 4.1.4 Rn. 114 KUEBLL die allgemeinen Abschnitte 3.2.2 und 3.3 auf Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgas-Emissionen keine Anwendung (Ausnahme Rn. 70 KUEBLL). Gleichzeitig muss aber ab dem 01.07.2023 die Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten für jedes Vorhaben oder, im Falle von Beihilferegulungen, für jedes Referenzvorhaben geschätzt werden und die zugrunde gelegten Annahmen und Methoden sind anzugeben (Abschnitt 4.1.4 Rn. 115 KUEBLL). Hier ist ein erheblicher **Mehraufwand im Vorfeld der Beihilfeumsetzung** zu erwarten. Für gewidmete Infrastrukturvorhaben außerhalb des Anwendungsbereichs von Abschnitt 4.9 KUEBLL führt die Kommission eine Einzelfallprüfung durch (Abschnitt 4.1.4 Rn. 124 KUEBLL), wodurch auch hier noch längere Verfahren zu erwarten sind.⁶⁵¹

4.6.1.1.3.2 Beihilfen für Energieinfrastruktur

Nach den Vorgaben des **Abschnitts 4.9 KUEBLL** werden **Beihilfen für Energieinfrastruktur** geprüft. **Energieinfrastruktur** ist definiert in Abschnitt 2.4 unter der Rn. 19 Nr. 36 KUEBLL als jede materielle *Ausrüstung oder Anlage innerhalb der Union, oder die die Union mit einem Drittland oder mehreren Drittländern verbindet und [...] in Bezug auf Wasserstoff in die Kategorien Hochdruckfernleitungen für den Wasserstofftransport sowie Verteilerleitungen für die lokale Verteilung, Speicheranlagen, Anlagen für die Einspeisung, Übernahme, Rückvergasung oder Dekomprimierung von Wasserstoff, Terminals (Anlagen, in denen flüssiger Wasserstoff in gasförmigen Wasserstoff umgewandelt wird, um ihn in das Wasserstoffnetz einzuspeisen inklusive Zusatzeinrichtungen), Verbindungsleitungen sowie alle Ausrüstungen oder Anlagen, die für den sicheren und effizienten Betrieb eines Wasserstoffnetzes unentbehrlich sind.*

⁶⁵¹ Siehe auch *Altrock et. al.*, Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 92.

Nach Abschnitt 4.9.2 Rn. 376 KUEBLL gilt Abschnitt 4.9 für Beihilfen für den **Bau oder die Modernisierung** von Energieinfrastruktur in diesem Sinne, aber in der Regel **nicht für Betriebskosten, die grundsätzlich von den Netznutzern getragen werden sollen**. Beihilfen für Betriebskosten können bei Nachweis des Mitgliedstaates darüber, dass die Netznutzer diese nicht decken können und sie auch nicht mit verlorenen Kosten in Zusammenhang stehen, sondern zu einer Verhaltensänderung führen, die die Gewährleistung der Versorgungssicherheit oder die Erreichung von Umweltschutzziele ermöglichen, so können diese **ausnahmsweise** als mit dem Binnenmarkt **vereinbar** angesehen werden.

Aus dem Begriff der staatlichen Beihilfe fallen außerdem nach Abschnitt 4.9.1 Rn. 375 KUEBLL Investitionen in Energieinfrastruktur im Rahmen eines „natürlichen Monopols“ heraus. Ein solches natürliches Monopol liegt nach der Vorschrift vor, wenn die Energieinfrastruktur kumulativ keinem direkten Wettbewerb ausgesetzt ist (lit. a), alternative Finanzmittel für die Netzinfrastruktur in der betreffenden Branche unerheblich sind (lit. b), die Infrastruktur nicht darauf ausgelegt ist, ein bestimmtes Unternehmen oder einen bestimmten Wirtschaftszweig selektiv zu begünstigen, sondern Vorteile für die gesamte Gesellschaft bietet (lit. c), und sichergestellt ist, dass die bereitgestellten Mittel nicht zur Quersubventionierung verwendet werden können (lit. d).

Im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung sind Abschnitte 3.2.1.1 und 3.2.1.2 KUEBLL ebenfalls nicht anzuwenden (Abschnitt 4.9.3.1 Rn. 378 KUEBLL) und im Rahmen der Prüfung der Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Wettbewerb und der Abwägungsprüfung ist Abschnitt 3.2.2 KUEBLL nicht anzuwenden (Abschnitt 4.9.4 Rn. 382 KUEBLL). Die Kommission geht vor dem Hintergrund der Rechtsvorschriften zum Energiebinnenmarkt davon aus, dass Beihilfen für Energieinfrastruktur, die in vollem Umfang der Binnenmarktregulierung unterliegen, keine übermäßigen verzerrenden Auswirkungen haben (Abschnitt 4.9.4 Rn. 382 lit. a KUEBLL), Beihilfen für Infrastrukturvorhaben, die ganz oder teilweise vom Anwendungsbereich ausgenommen sind, werden von der Kommission im Einzelfall geprüft (Abschnitt 4.9.4 Rn. 382 lit. b KUEBLL).

Im Ergebnis sind die Prüfungsvorschriften der KUEBLL im Bereich des Abschnitts 4.9 für Energieinfrastruktur erheblich schlanker, in Rahmen dieses Anwendungsbereichs ist mit kürzeren Verfahren zu rechnen.

4.6.2 Nationaler Rahmen

Im nationalen Kompetenzgefüge ist aus beihilferechtlicher Sicht insbesondere die föderale Ordnung zu berücksichtigen. Zur Förderung der Wasserstoffwirtschaft kann der Bundesgesetzgeber von seiner konkurrierenden Gesetzgebungsbefugnis Gebrauch machen und die Länder können nach Art. 72 Abs. 1 GG ergänzende Förderungsregelungen auf Gesetzesebene erlassen, die nicht von der Bundesgesetzgebung abweichen (vgl. Art. 72 Abs. 3 GG). Die dem zugrunde liegenden Maßstäbe werden im Folgenden kurz erläutert. Sodann wird auf die Förderung von Wasserstoff im EEG eingegangen.

4.6.2.1 Föderale Kompetenzverteilung

Grundsätzlich ist die Ausübung der staatlichen Befugnisse und die Erfüllung der staatlichen Aufgaben Sache der Länder, soweit das Grundgesetz keine andere Regelung trifft oder zulässt, Art. 30, 74 Abs. 1 GG. Entsprechende Regelungen trifft das Grundgesetz in den Art. 70 ff. GG, die den Ländern auch das primäre Recht zur Gesetzgebung außerhalb der in Art. 71 ff. GG niedergelegten Bereiche der ausschließlichen und konkurrierenden Gesetzgebung zuteilt.

Gemäß Art. 72 Abs. 1 i.V.m. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG fällt das **Recht der Energiewirtschaft** in den Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung und gemäß Art. 72 Abs. 1 i.V.m. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG ebenso das **Recht der Luftreinhaltung**. Der Begriff des Rechts der Wirtschaft ist dabei weit zu verstehen und umfasst alle das wirtschaftliche Leben und die wirtschaftliche Betätigung als solche regelnden Normen, wozu auch Gesetze mit wirtschaftsregulierendem oder wirtschaftslenkendem Inhalt fallen.⁶⁵² Energiewirtschaft bezieht sich dabei auf die Erzeugung und Verteilung von Energie⁶⁵³, aber auch Maßnahmen zur Energiesicherung und -einsparung.⁶⁵⁴ Eine Regelung ist insbesondere dann dem Recht der Luftreinhaltung zuzuordnen, wenn ihr Kern der **Reduzierung von Treibhausgasen** dient, wobei dann auch unschädlich ist, wenn sie auch Nebenzwecken wie Ressourcenschutz dient.⁶⁵⁵ Der Schutzbegriff ist dabei weit zu verstehen und umfasst die Energieversorgung von Gebäuden

⁶⁵² BVerfGE 68, 319 (330) unter Bezugnahme auf BVerfGE 5, 7 (13, 29, 402 (409); 67, 256 (275)).

⁶⁵³ BT-Drs. 20/1630, S. 146.

⁶⁵⁴ Degenhart in: Sachs, GG, 2021, Art. 74 Rn. 46 m.w.N.

⁶⁵⁵ BVerwG, Urteil vom 08.09.2016 – Az. 10 CN 1/15.

aus erneuerbaren Energien und auch den Emissionshandel.⁶⁵⁶ Aus der Vorschrift ergibt sich auch, dass dem Bund keine generelle Umweltkompetenz zukommt⁶⁵⁷, sondern im Einzelfall die bundesrechtliche Kompetenz geprüft werden muss, ob sie einer der beiden Regelungsbereiche zuzuordnen sein kann.

Eine bundesgesetzliche Regelung in diesen Bereichen muss dann nach Art. 72 Abs. 2 GG, zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder **die Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse** erforderlich sein. Das dürfte im Bereich des Markthochlaufs für eine Wasserstoffwirtschaft grundsätzlich der Fall sein.

Gleichwohl ist im Bereich der Subventionen eine solche formell-gesetzliche Grundlage nicht zwingend erforderlich, da es sich um **Leistungsverwaltung** handelt. Hier muss danach differenziert werden, ob die Leistung beziehungsweise Subvention für die Verwirklichung Grundrechten erhebliche Bedeutung hat, so beispielsweise bei existentiellen Leistungen.⁶⁵⁸ Grundrechtsrelevanz im Bereich der Subventionen im Rahmen einer Wasserstoffwirtschaft kann sich insbesondere in Hinblick auf die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG und das Diskriminierungsverbot gemäß Art. 3 Abs. 1 GG ergeben. Das muss im Einzelfall sorgfältig geprüft werden. Liegt eine solche Grundrechtsrelevanz hingegen nicht vor, so genügt eine **Bereitstellung im Haushaltsgesetz**⁶⁵⁹, die Mittelgewährung erfolgt dann untergesetzlich. Das erfolgt dann im Rahmen der **Verwaltungskompetenz**, die nach Art. 83 GG auch für Bundesgesetze grundsätzlich bei den Ländern liegt, es sei es bestehen geschriebene oder ungeschriebene (verfassungsrechtliche) Zuständigkeiten des Bundes. Eine ungeschriebene Zuständigkeit des Bundes ergibt sich aus dem Gedanken des **Sachzusammenhangs**, der **Annexkompetenz** oder aus der **Natur der Sache**, was sich aus dem Sinn und Zweck der Art. 83 ff. GG ableiten lässt, eine reibungslose und vollständige Ausführung der Bundesgesetzgebung zu gewährleisten.⁶⁶⁰

Auf Bundesebene skizzieren die §§ 44, 23 Bundeshaushaltsordnung⁶⁶¹ (BHO) den **haushaltsrechtlichen Rahmen**, wobei gemäß § 44 Abs. 1 S. 1 BHO Zuwendungen nur unter den Voraussetzungen des § 23 BHO gewährt werden dürfen. § 23 BHO enthält zum einen die **Legaldefinition** für den Begriff der **Zuwendung**, wonach eine solche bei *Ausgaben und Verpflichtungsermächtigungen für Leistungen an Stellen außerhalb der Bundesverwaltung zur Erfüllung bestimmter Zwecke* vorliegt und legt zum anderen fest, dass Zuwendungen in diesem Sinne nur veranschlagt werden dürfen, wenn der Bund an der Erfüllung durch solche Stellen ein **erhebliches Interesse** hat, das **ohne die Zuwendungen nicht oder nicht im notwendigen Umfang befriedigt werden** kann. § 44 Abs. 3 S. 1 BHO enthält eine Beleihungsbefugnis, wonach auch juristische Personen des privaten Rechts mit ihrem Einverständnis die Befugnis verliehen werden kann, Verwaltungsaufgaben auf dem Gebiet der Zuwendungen wahrzunehmen.

4.6.2.2 Wasserstoff in der EEG-Förderung

Betreiber von Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben gemäß § 19 Abs. 1 EEG 2021 für den in diesen Anlagen erzeugten Strom einen **Anspruch auf eine Marktprämie nach § 20 EEG 2021** (Nr. 1), eine **Einspeisevergütung** nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 oder 3 EEG 2021 (Nr. 2) oder einen **Mieterstromzuschlag** nach § 21 Abs. 3 EEG 2021 (Nr. 3). Ein Anspruch auf Marktprämie besteht dabei nur bei einer **Direktvermarktung**, § 20 Nr. 1 EEG 2021.

Das EEG stützt sich auf den Kompetenztitel des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG sowie auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG, insofern als dass es eine nachhaltige und treibhausgasneutrale Energieversorgung erreichen will und zum Ziel den Klimaschutz und damit den Schutz der natürlichen Zusammensetzung der Luft hat.⁶⁶² Die in § 1 Abs. 1 EEG 2021 neu gefasst Zweckbestimmung ist nunmehr, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern. Dazu liegen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen sowie den dazugehörigen Nebenanlagen im

⁶⁵⁶ Degenhart in: Sachs, GG, 2021, Art. 74 Rn. 102 m.w.N.

⁶⁵⁷ Degenhart in: Sachs, GG, 2021, Art. 74 Rn. 99.

⁶⁵⁸ Jarass in: Jarass/Pieroth, GG, 2022, Art. 20 Rn. 75.

⁶⁵⁹ Jarass in: Jarass/Pieroth, GG, 2022, Art. 20 Rn. 75.

⁶⁶⁰ Winkler in: Sachs, GG, 2021, Art. 83 Rn. 16.

⁶⁶¹ Bundeshaushaltsordnung vom 19. August 1969 (BGBl. I S. 1284), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 1. Juli 2022 (BGBl. I S. 1030) geändert worden ist.

⁶⁶² BT-Drs. 20/1630, S. 146.

überragenden öffentlichen Interesse und dienen der **öffentlichen Sicherheit** (§ 2 S. 1 EEG 2021). Das soll den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen.

Mit dem Osterpaket wurde in diesem Kontext die **wasserstoffbasierte Stromspeicherung** als **neues Ausschreibungssegment** in dem EEG eingeführt, das nunmehr Ausschreibungsvolumina und Gebotstermine für **innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung** enthält. Das Ausschreibungserfordernis geht, wie oben erläutert, auf die Vorgaben der KUEBLL zurück. Gemäß § 22 Abs. 1 EEG 2021 ermittelt die Bundesnetzagentur somit durch **Ausschreibung** nach den §§ 28c-28e EEG 2021 (§§ 28e-28g EEG 2023) und §§ 39n-39q EEG 2021, auch in Verbindung mit den entsprechenden Rechtsverordnungen die **Anspruchsberechtigten** für die oben genannten Ansprüche nach dem EEG.

Grüner Wasserstoff i.S.d. EEG ist in § 3 Nr. 27a EEG 2021 definiert als Wasserstoff, der *nach Maßgabe der Verordnung nach § 93 EEG 2021 elektrochemisch durch den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, wobei der Wasserstoff zur Speicherung oder zum Transport auch in anderen Energieträgern chemisch oder physikalisch gespeichert werden kann*. Die entsprechende Verordnung steht noch aus. Hier sind insbesondere die europäischen Entwicklungen noch abzuwarten.

§ 39o EEG 2021 führt die neuen Ausschreibungen für **innovative Anlagenkonzepte mit lokaler wasserstoffbasierter Stromspeicherung** ein, für die § 28d EEG 2021 die entsprechenden Ausschreibungsmengen und Gebotstermine regelt. Mengen, die in einem Jahr nicht vergeben werden konnten, werden im folgenden Jahr in den Ausschreibungen nach § 39o EEG 2021 nachgeholt. Grundsätzlich sollen **zwei Gebotstermine pro Jahr** stattfinden. Die erste Ausschreibung findet zum 15.12.2023 statt, um den beteiligten Marktakteuren ausreichend Vorlaufzeit zu geben.⁶⁶³ Die Förderung ist bis **zum Jahr 2028 befristet**. Die Anlagenkombinationen umfassen **Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen als Energielieferanten und einen chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas mit einem technologieoffenen Ansatz**.⁶⁶⁴ Das Konzept nach § 39o EEG 2021 hat somit **vorrangig die Stromspeicherung** vor Augen und unterscheidet sich so vom reinen Konzept der Elektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff zur stofflichen und energetischen Nutzung in Bereichen wie Industrie oder in Teilen des Verkehrs.⁶⁶⁵ § 39o Absatz 2 EEG 2021 regelt weiterhin **zusätzliche Voraussetzungen** für die Förderung. Danach müssen Energielieferant und Stromspeicher den Strom über einen **gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt** einspeisen (§39o Abs. 2 S. 2 EEG 2021). Die Elemente der Anlagenkombination müssen dabei derart verknüpft sein, dass **nur der durch den Energielieferanten erzeugte Strom im Stromspeicher gespeichert** wird.⁶⁶⁶ Das Förderkonzept **bündelt Ein- und Auspeicherung vor Ort**, um auch ohne Wasserstoffnetz - das noch ausgebaut werden muss - die frühzeitige Erprobung der wasserstoffbasierten Stromspeicherung einschließlich Wasserstoffrückverstromung zu ermöglichen.⁶⁶⁷ Der chemische Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas muss aus **separaten Anlagen** zur Wasserstoff-Elektrolyse, Wasserstoff-Speicherung und Wasserstoff-Rückverstromung bestehen.⁶⁶⁸ Damit soll eine Erprobung der Techniken für eine räumlich getrennte Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff und eine tatsächliche räumliche Verteilung und differenzierte Betriebsweise der einzelnen Speicherschritte des Stromspeichers für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes ermöglicht werden.⁶⁶⁹ Gemäß § 39o Abs. 2 S. 1 EEG 2021 werden weitere Einzelheiten im Wege einer Rechtsverordnung nach § 88e EEG 2021 bestimmt.

§ 39p EEG 2021 enthält die **Ausschreibungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff**. Gemäß § 39q EEG 2021 besteht der Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2021 für Strom aus Grünem Wasserstoff nur für den Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von höchstens 10 % des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für den darüberhinausgehenden Anteil der in dem Kalenderjahr erzeugten Strommenge verringert sich der anzulegende Wert auf null. Gemäß §39p Abs. 2 EEG 2021 werden die Einzelheiten für diese Ausschreibungen in einer Rechtsverordnung gemäß § 88f EEG 2021 geregelt.

Die Standorte sowohl der Anlagen nach § 39o EEG 2021 als auch nach § 39p EEG 2021 sollen in der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung vor dem Hintergrund erschlossen werden, dass die Erschließung des Standorts zu einer möglichst

⁶⁶³ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁴ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁵ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁶ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁷ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁸ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

⁶⁶⁹ BT-Drs. 20/1630, S. 160.

sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, beiträgt (§§ 39o Abs. 2 S. 2, 39p Abs. 3 EEG 2021).

Nach dem **Kumulierungsverbot** gemäß § 80a EEG 2023 dürfen Investitionszuschüsse durch den Bund, das Land oder ein Kreditinstitut, an dem Bund oder das Land beteiligt sind (beispielsweise die KfW) **neben einer Zahlung** im Rahmen der EEG-Förderung nur gewährt werden, soweit die kumulierten Zahlungen zuzüglich der Erlöse aus der Veräußerung der in der Anlage erzeugten Energie die Erzeugungskosten dieser Energie nicht überschreiten. Ob eine ergänzende Förderung zulässig ist, hängt dementsprechend davon ab, ob es sich um **unterschiedliche beihilfefähige Kosten** handelt oder eine **Förderlücke** besteht.⁶⁷⁰

Im Rahmen der Einführung des **neuen EEG 2023 soll geprüft werden**, ob die im EEG 2023 vorgesehene Marktprämie durch weitere Regelungsansätze **ergänzt oder ersetzt** werden soll, beispielsweise durch **Differenzverträge**.⁶⁷¹

4.6.3 Förderinstrumente

Eine Reihe unterschiedlicher sowohl marktbasierter als auch regulatorischer Förderinstrumente können angebotsseitig und nachfrageseitig eingesetzt werden, um Anreize für den Markthochlauf zu setzen und diesen zu ermöglichen.⁶⁷² Die Bundesregierung unterstützt die Entstehung eines Marktes für grünen Wasserstoff mit bereits einer Reihe an Instrumenten. Im Zentrum ihrer im Juni 2020 verabschiedeten Nationalen Wasserstoffstrategie stehen die Unterstützung privater Investitionen in die wirtschaftliche und nachhaltige Erzeugung sowie den Transport und die Nutzung von H₂. Während einige Möglichkeiten zu Investitionszuschüssen mittlerweile zur Verfügung stehen, werden höhere Betriebskosten im Vergleich zu konventioneller Produktion und entsprechende Preisrisiken noch nicht ausreichend berücksichtigt.⁶⁷³

Wie unter 4.5 dargestellt, ist eine Förderung des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff allein durch die ordnungsrechtlichen Instrumente der Quotenregelungen und des Emissionshandelssystems nicht ausreichend. Weitere ordnungsrechtliche Instrumente wie eine angemessene CO₂-Bepreisung, oder auch eine verpflichtende Beimischquote sowie Förderinstrumente - etwa flächendeckende Carbon Contracts for Difference (CCfD) für energieintensive Industrien - könnten die bestehenden Instrumente noch flankieren. Dabei sind unterschiedliche Faktoren zu berücksichtigen.

Auf der **Angebotsseite** ist es wichtig, die Kostennachteile von grünem Wasserstoff gegenüber den fossilen Energieträgern und Erlösunsicherheiten aufgrund der CO₂-Preisentwicklung und Stromkosten auszugleichen. Hier kommt insbesondere eine Investitionsförderung (CAPEX) und Betriebsförderung (OPEX) ins Spiel, die aber auch Verzerrungspotenzial birgt.⁶⁷⁴ Auf **Nachfrageseite** ist die Wirtschaftlichkeit der Endanwendung zentral. Neben direkten Subventionen können hier durch die Absicherung von Risiken durch CfD Contracts for Difference (CfD) oder CCfD Investitionskosten aber auch Betriebskosten gesenkt werden.

Im Folgenden werden drei große und wesentliche Förderinstrumente dargestellt, die schon implementiert (**H2 Global**), teilweise in der Umsetzung (**IPCEI**) oder in der Planung (**Differenzverträge**) sind.

4.6.3.1 H2Global

H2Global ist ein Mechanismus zur Förderung eines **globalen Markthochlaufs** von grünem H₂ und PtX-Produkten dar. Zur **Koordination von Angebot und Nachfrage** kann H2 Global eine **wesentliche Rolle** spielen.⁶⁷⁵

⁶⁷⁰ Antoni et al., Fördermöglichkeiten Solarausbau Berlin, 2021, S. 11.

⁶⁷¹ BT-Drs. 20/1630, S. 138.

⁶⁷² Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), H₂-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2021, S. 3.

⁶⁷³ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 1.

⁶⁷⁴ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), H₂-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2021, S. 3.

⁶⁷⁵ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), H₂-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2021, S. 3.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragte hierzu im Jahr 2020 ein interdisziplinäres Expertenteam unter Federführung der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) in Kooperation mit dem Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV) damit, das H2Global-Modell zu entwickeln.⁶⁷⁶ Die H2Global-Stiftung wurde im Juni 2021 mit 16 stiftungsgründenden Unternehmen, darunter Siemens Energy, Thyssenkrupp und VNG, als nichtrechtsfähige Stiftung gegründet.⁶⁷⁷ Im Dezember 2021 bewilligte das BMWK eine **Zuwendung in Höhe von 900 Mio. Euro im Zeitraum zwischen 2024 und 2033**. Die EU-Kommission H2Global erteilte im Dezember 2021 die erforderliche **beihilferechtliche Genehmigung**.

Der Markt für grünen Wasserstoff soll in diesem Rahmen über ein sogenanntes **Doppelauktionsmodell** entstehen. Ziel ist der Ausgleich der Differenz zwischen den hohen Preisen, zu denen Wasserstoff aktuell auf dem Weltmarkt verfügbar ist, und den niedrigeren Preisen, zu denen Wasserstoff regional weiterverkauft und wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Hierfür schließt ein Intermediär, die **HINT.CO** (Hydrogen Intermediary Network Company GmbH) Abnahmeverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren über Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivate im nicht-europäischen Ausland ab. Die Wasserstoffprodukte müssen dabei bestimmten **Nachhaltigkeitskriterien** genügen, die das BMWK noch definieren wird.⁶⁷⁸ Diese werden über Verträge mit einer Laufzeit von ca. einem Jahr an deutsche und europäische Unternehmen verkauft. Die Preisfindung erfolgt an- und verkaufsseitig über ein wettbewerbsbasiertes Vergabeverfahren.⁶⁷⁹ Die **Differenz zwischen Angebots- und Nachfragepreisen** wird im Rahmen eines an dem **CfD-Ansatz angelehnten Mechanismus** durch **Zuwendungen** der Bundesregierung **ausgeglichen**.⁶⁸⁰

Um die Differenzkosten möglichst gering zu halten, erhalten der niedrigste Angebotspreis und der höchste Verkaufspreis jeweils den Zuschlag. Die Betreiberkonsortien und Investoren erhalten so die für den Aufbau großvolumiger Elektrolysekapazitäten notwendige Planungs- und Investitionssicherheit, da ihr Geschäfts- und Finanzierungsmodell auf langfristige Abnahmeverträgen mit einem solventen Vertragspartner basiert. Den Abnehmern ermöglicht H2Global die Einbindung von PtX-Produkten in den Wirtschaftskreislauf und entsprechende Investitionen in den Umbau ihrer industriellen Prozesse. Die Vergabe der Abnahmeverträge soll ab Anfang 2023 erfolgen. Die **ersten Wasserstofflieferungen werden realistisch im Jahr 2025 oder 2026 erwartet**.⁶⁸¹

4.6.3.2 IPCEI Wasserstoff

Ein wesentliches Instrument zur Förderung des Wasserstoffhochlaufs sind die IPCEI. Diese dienen grundsätzlich in verschiedenen Bereichen als strategische Förderprojekte der Europäischen Kommission unter dem Dach der Generaldirektion Binnenmarkt, Industrie, Unternehmertum und KMU **zur Innovation in ressourcenintensiven Kernmarktsegmenten**. Diese transnationalen, wichtigen Vorhaben von europäischem Interesse leisten dann durch die staatliche Förderung einen wichtigen Beitrag zu Wachstum, Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie und Wirtschaft.⁶⁸²

Die IPCEI können beim Wasserstoffhochlauf eine zentrale Rolle spielen, da Technologien oft noch nicht ausgereift und andere Arten der Energiegewinnung derzeit noch rentabler für die Betreiber sind. Damit der Wasserstoffausbau gelingen kann, ist die Wasserstoffwirtschaft auf genau solche Förderprogramme und die Zusammenarbeit von öffentlichem und privatem Sektor angewiesen.⁶⁸³ Dementsprechend wurde IPCEI-Wasserstoff ins Leben gerufen, ein europäisches Projekt unter der Beteiligung von Deutschland, weiteren 23 EU-Mitgliedsstaaten und Norwegen.⁶⁸⁴ **IPCEI Wasserstoff** wurde nach KUEBLL ohne Abstriche beim Förderumfang genehmigt.⁶⁸⁵

Das BMWK und das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) haben in diesem Rahmen am 28.05.2021 eine Liste von 62 Großvorhaben für die potenzielle Förderung im Rahmen des IPCEI-Wasserstoff veröffentlicht und eine **Fördersumme**

⁶⁷⁶ Stratmann, Bundesregierung will Wasserstoff-Großprojekte vorantreiben.

⁶⁷⁷ BMWK, Weiterer Baustein der Nationalen Wasserstoffstrategie umgesetzt: Neues Instrument H2Global geht an den Start.

⁶⁷⁸ Lohmann, H2-Global startet Auktionsverfahren für Wasserstoffprodukte.

⁶⁷⁹ BMWK, Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende.

⁶⁸⁰ BMWK, Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende.

⁶⁸¹ Lohmann, H2-Global startet Auktionsverfahren für Wasserstoffprodukte.

⁶⁸² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, FAQ, 2022.

⁶⁸³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“.

⁶⁸⁴ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Rückenwind aus Brüssel für viele erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland, 2022.

⁶⁸⁵ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

von **8 Mrd. Euro** zur Verfügung gestellt, um so **Investitionen in Höhe von insgesamt 33 Mrd. Euro** auszulösen.⁶⁸⁶ Am 15.07.2022 wurden von der Kommission die ersten 41 Projekte des IPCEI-Wasserstoff, darunter auch **vier deutsche Vorhaben genehmigt**. Sie gehören alle zur Technologiewelle „IPCEI Hy2Tech“ und befassen sich mit Technologien zu Erzeugung, Transport und Einsatz von Wasserstoff insbesondere im Mobilitätssektor.⁶⁸⁷ Weitere deutsche Projekte befinden sich zum Veröffentlichungsstand der Studie noch im Genehmigungsverfahren.⁶⁸⁸ So soll beispielsweise in Niedersachsen im Rahmen des europäischen IPCEI-Programms für Wasserstofftechnologien und -systeme eine nachhaltige grüne Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden.⁶⁸⁹

Für Art. 107 Abs. 3 lit. b AEUV hat die Kommission ihre **Mitteilung über Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung der IPCEIs mit dem Binnenmarkt**⁶⁹⁰ (IPCEI Mitteilung) veröffentlicht. Die darin genannten Kriterien sind wegen des Ausnahmecharakters der Vorschrift grundsätzlich eng auszulegen.⁶⁹¹ Vom Anwendungsbereich sind dabei alle Wirtschaftszweige erfasst (Rn. 9 IPCEI Mitteilung), die wenigen Ausnahmen sind in Rn. 10 dargestellt, hierunter fallen insbesondere Beihilfen die zwangsläufig gegen Unionsrecht verstoßen, weil sie die Grundfreiheiten unzulässig einschränken. Gefördert werden können grundsätzlich sowohl **Einzelvorhaben** als auch sogenannte **integrierte Vorhaben** (Rn. 12 f. IPCEI Mitteilung). Letztere stellen eine Gruppe mehrerer Vorhaben dar, die Teil eines gemeinsamen Programms sind. Die von der Kommission am 15.07.2022 genehmigten 41 Vorhaben sind beispielsweise integrierte Projekte.

Die weiteren **Beihilfefähigkeitskriterien** sind sodann in den Rn. 14 ff. IPCEI Mitteilung geregelt. Das Vorhaben muss einem **gemeinsamen europäischen Interesse dienen**. Daneben muss das Vorhaben um als IPCEI eingestuft werden zu können, sowohl in quantitativer als auch in qualitativer Hinsicht **bedeutend** sein (Rn. 26 IPCEI Mitteilung). Hierbei kommt es auf einen besonders **großen Umfang** oder **breiten Anwendungsbereich** an, oder es muss mit einem hohen technologischen oder finanziellen **Risiko** verbunden sein. Die Beurteilung der Bedeutung des Vorhabens richtet sich nach sieben Kriterien welche kumulativ vorliegen müssen (Rn. 14 ff. IPCEI Mitteilung) Das Vorhaben muss insbesondere:

- einen Beitrag zu den strategischen Zielen der EU leisten (Rn. 14 IPCEI Mitteilung),
- in Bezug auf Wasserstoff insbesondere auf die Bewältigung gesellschaftlicher Herausforderungen, die sonst nicht möglich wäre, gerichtet sein,
- von mindestens vier Mitgliedsstaaten durchgeführt werden, außer nach Art des Vorhabens ist eine geringere Anzahl gerechtfertigt,
- allen Mitgliedsstaaten die Möglichkeit zur Beteiligung einräumen,
- positive Spill-over-Effekte in der gesamten EU bewirken,
- eine eigene und erhebliche Kofinanzierung durch den Beihilfeempfänger vorsehen,
- den Grundsatz der Vermeidung erheblicher Beeinträchtigungen im Sinne des Art. 17 Taxonomie-VO⁶⁹² oder vergleichbare Methoden beachten, dieser Grundsatz dient der einzelfallabhängigen Abwägung der positiven Auswirkungen der Beihilfe gegenüber den negativen Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb.

Daneben bewertet die Kommission gewisse Indikatoren positiv (Rn. 21 IPCEI Mitteilung), solche können etwa der Grad ihrer Beteiligung durch die Beihilfeempfänger bei der Ausgestaltung oder Auswahl der Vorhaben sein.

Je nach dem, um was für ein Vorhaben es sich im konkreten Fall handelt, müssen dann in den Rn. 22 ff. IPCEI Mitteilung noch weitere **spezielle Kriterien** vorliegen. Es werden drei Klassen von Vorhaben unterschieden, Forschungs-, Entwicklungs- und

⁶⁸⁶ FNB Gas, Wasserstoffbericht, 2022, S. 14.

⁶⁸⁷ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Rückenwind aus Brüssel für viele erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland, 2022.

⁶⁸⁸ Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Rückenwind aus Brüssel für viele erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland, 2022.

⁶⁸⁹ Niedersächsische Staatskanzlei, Energiesicherheit für Niedersachsen durch herausragende Förderung der Wasserstoffwirtschaft, Pressemitteilung vom 30.08.2022.

⁶⁹⁰ Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission – Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt, 2021/C 528/02, ABl. C 525/10 vom 30.12.2021.

⁶⁹¹ Maxian/Rusche in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2022, Art. 107 Abs. 3 AEUV, Rn. 96; EuG, Rs. T-52/12, Slg. 2014, II-0000, Tz. 159-161, Griechenland/Kommission.

⁶⁹² Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088.

Innovationsvorhaben (FEI), Vorhaben, die auf eine erste gewerbliche Nutzung zielen, sowie Vorhaben aus den Bereichen Umwelt, Energie, Verkehr, Gesundheit oder Digitales.

Neben der eben dargestellten generellen Beihilfefähigkeit wird nun in einem zweiten Schritt geprüft, ob die Beihilfe im konkreten Fall **mit dem Binnenmarkt vereinbar und erforderlich und angemessen** ist (Rn. 27 ff. IPCEI Mitteilung). Dabei sind beispielsweise insbesondere folgende Kriterien sind zu berücksichtigen: Es darf sich weder um ein Vorhaben handeln, welches das Unternehmen ohnehin durchgeführt hätte, noch darf die Beihilfe das übliche Geschäftsrisiko einer Wirtschaftstätigkeit ausgleichen. Zudem darf das Vorhaben ohne die Beihilfe nicht im selben Umfang zu verwirklichen sein, was dessen Nutzen erheblich einschränken würde.. Die Höhe der Beihilfe richtet sich nach der **ermittelten Finanzierungslücke** und soll nicht weiter reichen, als dass eine **hinreichende Rentabilität des Vorhabens gewährleistet** wird (Rn. 33 IPCEI Mitteilung). Die Fördermittel werden dann vom jeweiligen Mitgliedsstaat zur Verfügung gestellt.⁶⁹³ Die EU verpflichtet die Mitgliedsstaaten nach der bisherigen Genehmigungspraxis in der Regel dazu, einen Rückforderungsmechanismus einzuführen (Rn. 36 IPCEI Mitteilung). Demnach muss nach Ende des Förderzeitraums überprüft werden, ob zu hohe Fördermittel ausbezahlt wurden, dies dient der Vermeidung unverhältnismäßiger Wettbewerbsvorteile. Sollte dies der Fall sein, kommt es zu einer entsprechenden Rückforderung.⁶⁹⁴

Die Mitgliedsstaaten müssen zudem nachweisen, dass die geplante Beihilfe ein geeignetes Instrument zur Erreichung des Ziels des Vorhabens darstellt, Rn. 42 IPCEI Mitteilung. Dies ist nicht der Fall, wenn mildere Mittel in Betracht kommen, das gleiche Ergebnis also mit anderen, weniger wettbewerbsverfälschenden Mitteln, wie einer geringeren Beihilfe, Rn. 30 IPCEI Mitteilung, erreichbar wäre. Die Beihilfe muss somit auf das erforderliche Maß beschränkt sein und keine unverhältnismäßigen Wettbewerbsverzerrungen bewirken.⁶⁹⁵ Damit die Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, müssen ihre Nachteile in Form von Wettbewerbsverzerrungen und Auswirkungen auf den Handel zwischen den Mitgliedsstaaten begrenzt und durch die Vorteile des Ziels aufgewogen werden, Rn. 43 IPCEI Mitteilung.

4.6.3.3 Differenzverträge

Contracts for Difference (CfD) oder Differenzverträge stammen ursprünglich aus der Finanzwelt und dienen der Absicherung bei schwankenden Preisen von Aktien oder Rohstoffen.⁶⁹⁶ Es wird hierzu ein fester Preis für ein Produkt in der Zukunft vereinbart. Liegen die Kosten zum genannten Zeitpunkt dann über dem Marktpreis muss der Käufer die Differenz zahlen. Ansonsten liegen die Zusatzkosten beim Verkäufer. Grundsätzlich können CfD jedes konkrete Projekt fördern, indem spezifisch an ein konkretes Projekt gebundene Betriebskostenzuschüsse für bestimmte Branchen gezahlt werden.⁶⁹⁷ So können mittels reinen CfD grundsätzlich noch nicht marktfähige Produkte gefördert werden, wie etwa grüner Wasserstoff oder grünes Ammoniak, sofern sich für die Produkte ein Marktpreis ermitteln lässt.⁶⁹⁸ Hier setzt beispielweise das sogenannte **Einvertragsmodell** an, wonach in einer Ausschreibung der grundsätzliche Bedarfspreis des Anbieters ermittelt werden kann und die Differenz zum Marktpreis dann als Förderbetrag bzw. Marktprämie festgelegt wird.

Sogenannte **Carbon Contracts for Difference (CCfD)** können die Mehrkosten einer klimaneutralen Produktion abfangen, die dadurch entstehen, dass klimaneutrale Technologien gegenüber fossilen Anwendungen noch nicht wettbewerbsfähig sind. Sie können eine Option als Förderinstrument für den Ausbau und schnellen Hochlauf von Wasserstoffinfrastruktur sein. Konkret wird bei CCfD die CO₂-arme Herstellung mit konventioneller Herstellung verglichen. Die Mehrkosten oder Differenzkosten der CO₂-armen Herstellung (z.B.: Transformationskosten durch teurere Anlagen) können nun durch den Staat aufgefangen werden.⁶⁹⁹ Dadurch wird die CO₂-arme Herstellung konkurrenzfähiger und durch gesicherte Gewinne attraktiv für Investitionen. Der Preis wird durch die Differenz zwischen den Mehrkosten der neuen Technologien/Anlagen minus den CO₂-Preis gebildet. Wenn in dem Vertragszeitraum – gewöhnlicherweise 20 Jahre – die CO₂-Preise des Emissionshandelssystems höher

⁶⁹³ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“.

⁶⁹⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“.

⁶⁹⁵ Stöbener de Mora, Beihilferecht: Überarbeitete IPCEI-Mitteilung, EuZW 2022, 3 (3).

⁶⁹⁶ BMWK, Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference?, 2022.

⁶⁹⁷ Buchmüller in: Rodi, Handbuch Klimaschutzrecht, § 22 Rn. 38.

⁶⁹⁸ Altröck et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 124.

⁶⁹⁹ DIW Berlin, Contracts for Difference (Differenzverträge), 2022.

liegen als die Vermeidungskosten, die als Preisgrenze für die 20 Jahre festgesetzt wurde, müssen dann die geförderten Unternehmen die Differenz zurückzahlen.

Sogenannte **Klimaschutzverträge (KSV)** orientieren sich zumeist an dem Modell der CCfD und haben die internationale Wettbewerbsfähigkeit der geförderten Anlagen zum Ziel. Dabei ist insbesondere wichtig, dass die Verträge einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz implementieren, sofern dieser nicht wirksam auf EU-Ebene umgesetzt werden kann.⁷⁰⁰ Der Nationale Wasserstoffrat stellt hierzu die Forderung, dass *„die KSV eingebettet werden [sollten] in ein klares Konzept zur Schaffung von Leitmärkten für energieintensive Grundstoffe, um staatliche Förderung zu reduzieren und perspektivisch sogar vollständig abzulösen. Hierzu müssen einerseits die definitorischen Fragen gelöst (Schaffung von Transparenz zur Nachverfolgung des CO₂-Fußabdrucks, Errichtung eines Labelsystems für klimafreundliche Grundstoffe), andererseits Instrumente identifiziert werden, mit denen sich ein Green Premium auf Märkten realisieren lässt. Dabei ist auf die Anschlussfähigkeit zu internationalen Initiativen auf europäischer und auch globaler Ebene zu achten. Deutschland sollte bei der Schaffung von grünen Leitmärkten international eine Vorreiterrolle einnehmen“*.⁷⁰¹

Klimaschutzverträge werden zwischen Staat und Unternehmen geschlossen. Sie können die finanziellen Risiken der Transformation zu klimafreundlichen Alternativen absichern.⁷⁰² Insbesondere bei Industrieanlagen aus den Sektoren Stahl, Chemie und Zement gibt es einen langfristigen Investitionshorizont, sodass Anlagen, die derzeit besorgt werden, beispielsweise weitere 40-50 Jahre zur Stahlherstellung genutzt werden sollen. Durch Klimaschutzverträge können Klimaschutzprämien in den ersten Jahren ausgezahlt werden, die durch mögliche Gewinne in späteren Jahren ausgeglichen werden können.

Eine der Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung ist beispielsweise ein Pilotprogramm zur **Unterstützung von Elektrolyseanlagen in der Stahl- und Chemieindustrie**. Durch CCfD soll hier die Differenz zwischen Vermeidungskosten und dem Emissionshandelspreis für CO₂ übernommen werden, bis der Preis des CO₂ über den Vermeidungskosten liegt.⁷⁰³ Dann hat das Unternehmen die Differenz zu zahlen. Laut Handlungskonzept Stahl sollen CCfD in der Stahlindustrie die höheren Betriebskosten decken, die Transformation voranbringen und Leitmärkte für CO₂-effizienten Stahl schaffen.⁷⁰⁴ Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) hat hierzu bereits ein **Eckpunktepapier** veröffentlicht.⁷⁰⁵ Danach bieten gerade Klimaschutzverträge die Möglichkeit, dekarbonisierte Prozesse in energieintensiven Industrien durch die dargestellte Abfederung der genannten Kostendifferenzen und Risiken zeitlich vorzuziehen.⁷⁰⁶ Maßgebliche Parameter für die Vertragsgestaltung sollen auch danach insbesondere vermiedene Emissionen und die hierdurch entstehenden Mehrkosten sein und entsprechend die Klimaschutztechnologie in Vergleich zu der Referenztechnologie gesetzt werden.⁷⁰⁷ Das BMU sieht **Vertragslaufzeiten von 10 Jahren vor**, um den Unternehmen hinreichende Planungssicherheit zu gewährleisten, hier bestünden aber **haushaltsrechtliche Umsetzungsschwierigkeiten**, die eine Weiterentwicklung der spezifischen haushaltsrechtlichen Voraussetzungen für Klimaschutzverträge bei einer Finanzierung aus dem Energie- und Klimafonds (EKf) und eine langfristige Gegenfinanzierung erforderten.⁷⁰⁸ Laut BMU sollen mit Klimaschutzverträgen **nur die Betriebskostendifferenzen** im Wege der **Ausschreibung** gefördert werden, die dann mit Programmen zur Investitionsförderung kumuliert werden sollen.⁷⁰⁹ Konkret beinhaltet das Papier die folgenden Eckpunkte⁷¹⁰:

⁷⁰⁰ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁷⁰¹ Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁷⁰² Hench/Herdieckerhoff, EnK-Aktuell 2022, 01035.

⁷⁰³ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, S. 21.

⁷⁰⁴ Bundesregierung, Handlungskonzept Stahl, 2020, S. 15 f.

⁷⁰⁵ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021.

⁷⁰⁶ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 1.

⁷⁰⁷ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 2.

⁷⁰⁸ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 2.

⁷⁰⁹ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 3.

⁷¹⁰ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 4.

- In der ersten Phase des Pilotprogramms sollen **nur Unternehmen der Stahl-, Zement-, Kalk- und Ammoniakindustrie mit prozessbedingten Emissionen antragsberechtigt** sein.
- Im weiteren Verlauf sind grundsätzlich Industrieunternehmen mit Niederlassung in Deutschland, die über Produktionsanlagen in industriellem Maßstab verfügen oder planen sie zu errichten **antragsberechtigt**.
- **Antragsgegenstand** sind Projektvorhaben,
 - die durch die Umsetzung grundsätzlich innovativer, dabei aber technologisch ausgereifter Verfahren im industriellen Maßstab zu einer erheblichen Minderung (> 50%) nichtenergiebedingter und energiebedingter Emissionen führen
 - technisch perspektivisch zur Erzielung der Treibhausgasneutralität 2050 geeignet sind.
 - Brückentechnologien wie der Einsatz von Erdgas und grünem Wasserstoff in Direktreduktions- und Ammoniakanlagen sind umfasst, wenn der Anteil von grünem Wasserstoff über die Vertragslaufzeit signifikant ansteigt.
- **Ausgeschlossen** sind Vorhaben, die nur zu Verbesserungen der Energieeffizienz oder Ressourceneffizienz führen. Umfasst ist davon auch der **Einsatz von Wasserstoff im Hochofen**.
- Verwendungen von rotem, blauem oder türkisem Wasserstoff sowie Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologien werden nicht gefördert.

Auch in diesem Kontext schlägt wieder der fehlende Rahmen für Bezugskriterien für grünen Wasserstoff durch. Insoweit wird eine Vereinbarkeit mit dem bestehenden Rahmen angestrebt⁷¹¹, sodass auch hier noch auf die europäischen Entwicklungen gewartet werden muss. Zum Bearbeitungsstand der Studie wurde die entsprechende Förderrichtlinie noch nicht erlassen. Eine beihilferechtliche Notifizierung und Genehmigung bei der Kommission nach den oben dargestellten Grundsätzen steht noch aus.

⁷¹¹ BMU, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, 2021, S. 3.

4.6.4 Hemmnisanalyse

Ein kohärenter Förder- und Handlungsrahmen ist essenziell, um genügend Anreize für den Markthochlauf entlang der gesamten Wertschöpfungskette und über die unterschiedlichen Marktrollen hinweg zu schaffen, insbesondere durch konsistente, differenzierte und rechtlich robuste Förderinstrumente, die die hohen zu tätigen privaten wirtschaftlichen Investitionen flankieren.⁷¹² Der Gesetzgeber sollte zügig einen Beihilferahmen aufspannen und mit der Kommission abstimmen.⁷¹³ Mit den dargestellten Förderinstrumenten sind erste Schritte in diese Richtung getan. In dieser Phase der Marktetablierung ist es zudem wichtig, entwicklungsorientiert zu fördern, um Gelder zielgerichtet und effizient einzusetzen. Entsprechend muss auch die Wirkung einzelner Förderinstrumente beobachtet und analysiert werden, um den erforderlichen konsistenten Rahmen etablieren zu können. Vor diesem Hintergrund haben sich für den bestehenden Rechtsrahmen **folgende potenzielle Hemmnisse** zur Erreichung der genannten Ziele ergeben.

Identifizierte wesentliche Hemmnisse
<ul style="list-style-type: none">• Es fehlt bislang an einem kohärenten und anwendungsfreundlichen Beihilferahmen für Wasserstoffvorhaben sowohl in der Infrastruktur als auch Anwendung, sowohl für capex als auch opex-Kosten.• Die Novelle der AGVO ist zu begrüßen, allerdings besteht hier noch Potenzial, insbesondere sollte auch Betriebsförderung mit eingeschlossen werden.• KUEBLL enthalten hohe materielle Prüfungsanforderungen mit geringer Vorhersehbarkeit. Hier könnten Leitlinien speziell für Wasserstoffvorhaben Planungssicherheit schaffen.• Wettbewerbsanreize durch die Reduzierung von Ausschreibungsmengen bei Unterzeichnung sind nach KUEBLL derzeit nicht möglich.• Die Anwendbarkeit bestimmter Vorschriften in KUEBLL ist an die Voraussetzungen der Definition von grünem Wasserstoff nach der REDII (III) und dem Delegierten Rechtsakt geknüpft – hier ziehen sich dann die wesentlichen Probleme in das Beihilferecht durch.• Die Frist für die EEG-Förderung für wasserstoffbasierte Stromspeicherung ist zu kurz und ohne weitere Perspektive.• Das Förderkonzept nach dem EEG ist unter Umständen zu eng gefasst.• Die Förderrichtlinie für das Pilotprogramm Klimaschutzverträge steht noch aus und ist unter Umständen zu eng gefasst.• Der Luftfahrtsektor ist in den ordnungsrechtlichen und subventionsrechtlichen Instrumenten bislang defizitär abgedeckt, während hier erhebliches Anreizpotenzial besteht.

Tabelle 17: Wesentliche rechtliche Hemmnisse bei der Förderung von grünem Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

Allgemein kann Unsicherheit über die Beihilfeeigenschaft bestimmter Maßnahmen bereits ein zeitliches Hemmnis insofern darstellen, als dass hier nicht nur unter Umständen ein zeitlicher Vorlauf bezüglich des Genehmigungsprozesses besteht, sondern noch vorgelagert die Entscheidung über die Beihilfeeigenschaft erfolgen muss.⁷¹⁴ In diesem Zusammenhang steht auch, dass Entscheidungen darüber, dass Beihilfetatbestand nicht erfüllt ist, nicht veröffentlicht werden und nicht rechtsverbindlich sind. Sie haben daher keinen Mehrwert im Hinblick auf eine Planungs- und Rechtssicherheit bei Beihilfeentscheidungen der Kommission.⁷¹⁵

Um langfristige Planungs- und Investitionssicherheit zu generieren, müssen Förderinstrumente **langfristig** und nicht nur mittelfristig eingesetzt und insbesondere gegenüber den derzeitigen Ansätzen in KUEBLL und IPCEI deutlich **vereinfacht** werden

⁷¹² *Nationaler Wasserstoffrat*, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁷¹³ *Benrath*, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195 (197).

⁷¹⁴ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 7.

⁷¹⁵ So auch: *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 9.

und **schneller umsetzbar** sein.⁷¹⁶ H2 Global ist hier ein wichtiger Hebel und kann langfristige Investitionssicherheit bieten. Die von der Kommission veröffentlichte IPCEI Mitteilung sorgt so zwar durch den ausführlichen Kriterienkatalog für deutlich mehr Rechtssicherheit, wann ein IPCEI beihilfefähig ist. Negativ zu beurteilen ist allerdings die **lange Verfahrensdauer**, auch die aktuelle Änderung vom November 2021 hat nicht zur Beschleunigung beigetragen.⁷¹⁷

In Bezug auf das **sekundäre Freistellungsregime** sind De-Minimis-Ausnahmen wegen des niedrigen Schwellenwertes nur in Einzelfällen ein gangbarer Weg zur Förderung, können aber dennoch gerade auf Verbrauchsseite für kleinere Vorhaben ein wichtiger Hebel sein. Die **Änderung der AGVO** ist ein wichtiger Schritt für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur mit einer klaren **Privilegierung von Wasserstoff** gegenüber anderen Energieträgern (vgl. Art. 36a AGVO). Hier könnte jedoch noch **erheblich nachgesteuert** werden.

Hinsichtlich der KUEBLL ergeben sich konkret die folgenden Punkte: Mit **hohen materiellen Prüfungsanforderungen mit offenen Prüfungsergebnissen**, sowie damit einhergehende lange Genehmigungsverfahren stellen die KUEBLL in der aktuellen Fassung ein wesentliches Hindernis insbesondere im Hinblick auf Investitions- und Planungssicherheit für einen vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Lage zu beschleunigenden Ausbau der Infrastruktur dar.⁷¹⁸ **Ausnahmemöglichkeiten** und Spielräume der Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung ihrer Förderregelungen sind nach KUEBLL systemisch bedingt **begründungsintensiv**.⁷¹⁹ Die Anwendbarkeit des Abschnitts 4.1 KUEBLL auf Elektrolyseure und erneuerbaren Wasserstoff ist an die Anforderungen des Delegierten Rechtsaktes nach Art. 27 Abs. 3 RED II geknüpft, damit ziehen sich die sich dort andeutenden Probleme in das Beihilferecht durch und machen eine **klare und praxistaugliche Definition für grünen Wasserstoff** umso notwendiger. Für das **Ausschreibungserfordernis** für Beihilfen nach Abschnitt 4.1 KUEBLL ergibt sich, dass bei geringer Zahl an Bietern es nicht möglich ist, den Wettbewerb durch eine Reduzierung der Ausschreibungsmengen zu erhöhen. Hier wären weitergehende Ausnahmen vom Ausschreibungserfordernis für Beihilfen in diesem Sektor sinnvoll.⁷²⁰

Die **Konsultationspflicht** nach KUEBLL (Rn. 99) führt darüber hinaus voraussichtlich zu einer weiteren Verfahrensverlängerung. Gleichzeitig muss ab dem 01.07.2023 die Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten für jedes Vorhaben oder, im Falle von Beihilferegulungen, für jedes Referenzvorhaben geschätzt werden und die zugrunde gelegten Annahmen und Methoden sind anzugeben (Abschnitt 4.1.4 Rn. 115 KUEBLL). Hier ist ein erheblicher **Mehraufwand** im Vorfeld der Beihilfeumsetzung zu erwarten. Auch die Nachweispflicht nach Abschnitt 4.1.3.1 Rn. 90 KUEBLL kann sich durch Mehraufwand als Hemmnis erweisen.⁷²¹ Für **gewidmete Infrastrukturvorhaben** außerhalb des Anwendungsbereichs von Abschnitt 4.9 KUEBLL führt die Kommission eine **Einzelfallprüfung** durch (Abschnitt 4.1.4 Rn. 124 KUEBLL), wodurch auch hier **Verfahrensverzögerungen** möglich sind. Gleichwohl hat die Kommission angekündigt, die **Anmeldung staatlicher Beihilfen für Wasserstoffprojekte vorrangig prüfen**.⁷²²

Kurzfristige **Änderungen von KUEBLL** sind aufgrund ihrer Rechtsnatur grundsätzlich möglich. Potenzielle Stellschrauben wären hier etwa **Kriterien mit klaren Mindestanforderungen**, oder **konkreten Leitlinien speziell im Hinblick auf Wasserstoffvorhaben**, die einerseits mehr Spielraum bei den Details der beihilferechtlichen Ausgestaltung bei den Mitgliedsstaaten, andererseits keinen Interpretationsspielraum belassen.⁷²³ Es muss für Mitgliedsstaaten vorhersehbar sein, in welchem beihilferechtlichen Rahmen sie sich bewegen müssen und wo Freiräume zur eigenen Gestaltung der Förderregelungen sind, um den

⁷¹⁶ *Nationaler Wasserstoffrat*, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2022, S. 7.

⁷¹⁷ *Stöbener de Mora*, Beihilferecht: Überarbeitete IPCEI-Mitteilung, EuZW 2022, 3 (3).

⁷¹⁸ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 1.

⁷¹⁹ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 16.

⁷²⁰ *Altrock et. al.*, Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 91.

⁷²¹ *Altrock et. al.*, Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 93.

⁷²² *Europäische Kommission*, RePowerEU COM (2022) 108, S. 10.

⁷²³ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 1.

Markthochlauf für Wasserstoff auch national vorantreiben zu können.⁷²⁴ Zudem kann die Kontrolldichte auf ein für alle Akteure handhabbares und vorhersehbares Maß zurückgeführt werden mit Spielräumen zur Beschleunigung des Ausbaus.⁷²⁵ Ein weiteres Instrument wäre, **Genehmigungsfristen zu konkretisieren** und eine **Genehmigungsfiktion** bei Fristablauf.⁷²⁶

Systemkohärent bezieht sich die neu etablierte **Wasserstoffförderung nach dem EEG** auf die netzdienliche Elektrizitätsversorgung der Allgemeinheit. Die Förderkonzepte enthalten entsprechende enge Voraussetzungen, wie einen **gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt**, über den die EE-Anlagen und der wasserstoffbasierte Stromspeicher einspeisen müssen. Die Elemente der Anlagenkombination müssen derart verknüpft sein, dass **nur der durch den Energielieferanten erzeugte Strom im Stromspeicher gespeichert** wird. Weiterhin ist die Förderung so konzipiert, dass technologiespezifische Entwicklungen möglich sind, indem Elektrolyse-, Speicher- und Rückverstromungsanlagen separat gehalten werden müssen. Das bezieht sich auf die wasserstoffbasierte Stromspeicherung. Die Voraussetzungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff sind weniger ausdifferenziert. Beide Förderkonzepte sind gleichwohl ebenfalls an die Definition von grünem Wasserstoff geknüpft, sodass sich auch hier die anhaltende **Definitionsproblematik** durchzieht. Insofern ist zu beobachten, inwieweit diese Förderkonzepte förderlich für den Hochlauf sind, oder die Voraussetzungen – wenngleich aus sinnvollen Überlegungen heraus bestehend – zu eng gefasst sind und ob hier noch eine **größere Hebelmöglichkeit im EEG für den Hochlauf von grünem Wasserstoff** besteht. Zudem ist die Befristung der Förderung nach dem EEG für wasserstoffbasierte Stromspeicherung zum Jahr 2028 zu kurz gegriffen und ermöglicht gerade keine Planungssicherheit. Auch wenn es wichtig ist, die aktuellen Entwicklungen in die rechtliche Umsetzung miteinzubeziehen und damit auch auf der Rechtssetzungsebene flexibel und dynamisch zu bleiben, muss ein Plan für die Förderung darüber hinaus sichtbar sein.

Insgesamt sind **Luftfahrt** und **Industrie** die Sektoren mit den geringsten Alternativen zu Wasserstoff – hier müssen **die Instrumente stärker ansetzen**. Grundsätzlich sind – gerade in der Industrie - beispielsweise **CCfD** geeignet, um hier den Wasserstoffhochlauf zu fördern.⁷²⁷ Eine entsprechende **Förderrichtlinie steht jedoch noch aus**. Ein Eckpunktepapier des BMU sieht **Vertragslaufzeiten von 10 Jahren vor**, um den Unternehmen hinreichende Planungssicherheit zu gewährleisten, hier bestünden aber **haushaltsrechtliche Umsetzungsschwierigkeiten**. Erforderlich sei eine Weiterentwicklung der spezifischen haushaltsrechtlichen Voraussetzungen für Klimaschutzverträge bei einer Finanzierung aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) und einer langfristige Gegenfinanzierung. Diese Weiterentwicklung sollte entsprechend zügig erfolgen. **Ausgeschlossen** sind nach dem Papier Vorhaben, die nur zu Verbesserungen der Energieeffizienz oder Ressourceneffizienz führen, was auch den **Einsatz von Wasserstoff im Hochofen** umfasst. Das **Potenzial in der Luftfahrt** wird bislang in diesem Rahmen **kaum ausgeschöpft**. Hier besteht viel Raum zur Nachsteuerung sowohl auf ordnungsrechtlicher Ebene als auch im Subventionsbereich.

⁷²⁴ Mit diesem Argument zum Ausbau der Erneuerbaren Energien: *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 10.

⁷²⁵ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 1.

⁷²⁶ *Kamm/Kahles*, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022, S. 2.

⁷²⁷ *Stiftung Umweltenergie recht*, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht?, 2021, S. 44.

5 Conclusio

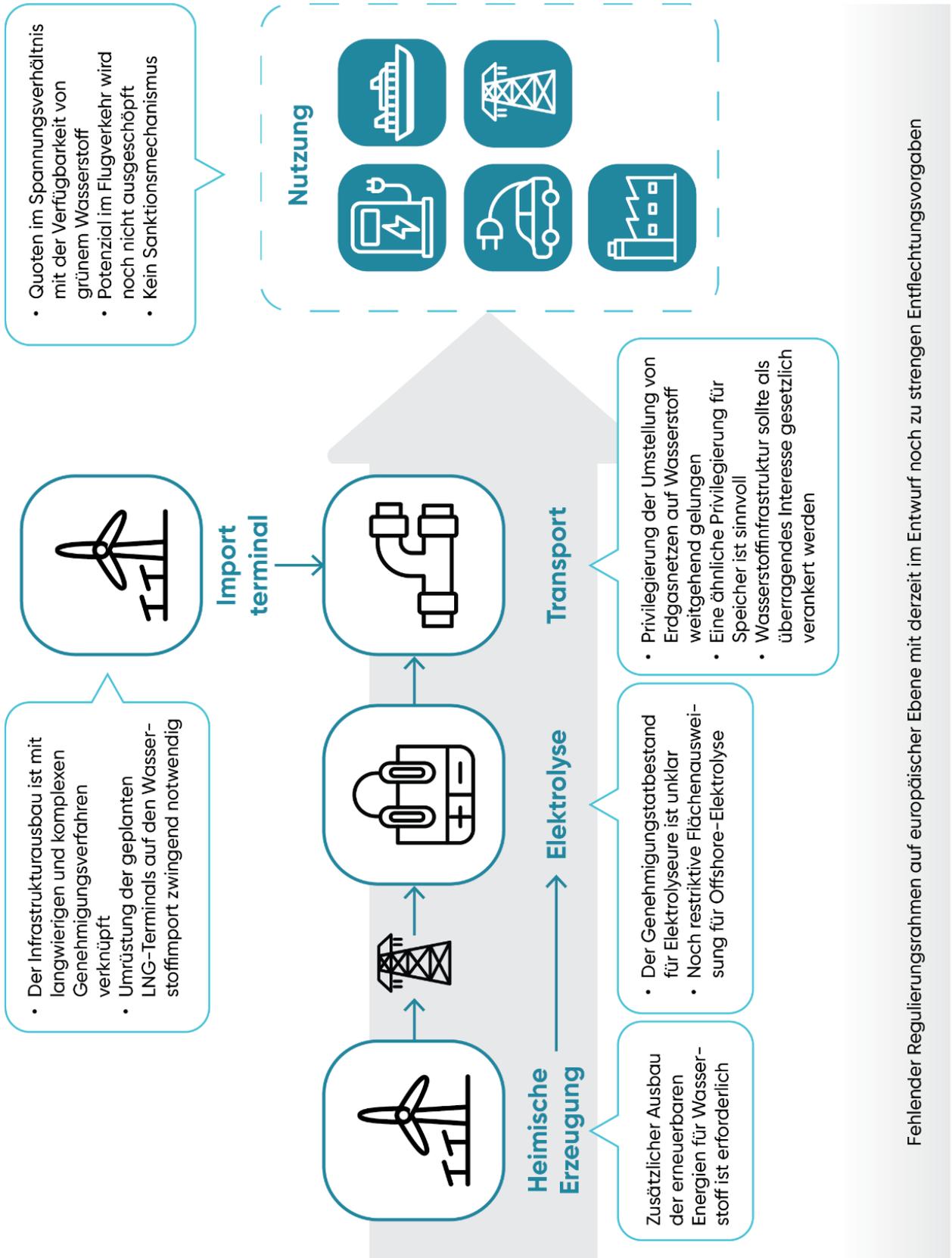
Im Ergebnis ist festzustellen, dass grundsätzlich noch wesentliche Baustellen auf dem Weg hin zu einem kohärenten, umfassenden und anwendungsfreundlichen Rechtsrahmen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bestehen. Die Studie zeigt jedoch auch, dass der Gesetzgeber viele Probleme erkannt und begonnen hat, die entsprechenden Themenfelder anzugehen. Der Regelungsgehalt des bestehenden Rechtsrahmens ist jedoch noch nicht durchgehend auf die spezifischen Erfordernisse eines funktionierenden Wasserstoffmarktes abgestimmt. Wasserstoff als markt- und energiewirtschaftliches Gut findet erst allmählich kohärent Eingang in die rechtliche Systematik.

Diese Studie zeigt, dass ein abgrenzungsfähiger energierechtlicher und planungsrechtlicher Rechtsrahmen für Wasserstoffnetze teilweise geschaffen und ein privilegiertes Verfahren für die Umstellung von Erdgasleitungen für das Wasserstoffnetz etabliert wurde, das für den Zweck der Verfahrensbeschleunigung auch geeignet scheint. Wesentliche Begriffsbestimmungen wurden in das EnWG aufgenommen. In anderen Rechtsgebieten besteht mitunter noch Anpassungsbedarf, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden.

Die Studie konnte außerdem die ersten Förderungen zur Anschubfinanzierung von Wasserstoffvorhaben identifizieren. Betriebskostenförderung bleibt hingegen noch ein offener Punkt. Die Finanzierung der neuen Wasserstoffnetzinfrastruktur soll Gegenstand eigenständiger Förderungsinstrumente sein, die in Vorbereitung sind und die Netzentgelte für Wasserstoff in einen für die Nutzer tragbaren Bereich bringen. Offen bleibt jedoch auch die Kostenbegrenzung für Wasserstoffnetznutzer, hier ist die Frage der Entgeltregulierung und der Quersubventionierung nicht abschließend geklärt. Das ist zügig anzugehen, um die ersten Transportkunden vor einer übermäßigen Belastung zu schützen. Vor diesem Hintergrund steht die Frage eines dauerhaften Finanzierungsrahmens für den Aufbau, Ausbau und Betrieb von reiner Wasserstoffinfrastruktur. Hier muss jedoch auch auf Erkenntnisse aus der praktischen Umsetzung und Frühphase gewartet werden.

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass im rechtlichen und regulatorischen Bereich in Bezug auf eine Wasserstoffwirtschaft viel Bewegung ist, die grundsätzlich in die richtige Richtung geht und es dabei nun maßgeblich auf die Verkürzung von Planungs- und Genehmigungsverfahren und einen praxistauglichen Regulierungsrahmen ankommt. Vereinzelt Stellschrauben können noch deutlicher gedreht werden, ansonsten bleibt es Aufgabe des Gesetzgebers, die Entwicklung des Markthochlaufes intensiv zu beobachten und den gesetzlichen Rahmen entsprechend anzupassen. Unter Umständen müssen Regelungen sukzessive etabliert werden. Verfrühte Regelungen können sonst hinderlich und korrekturbedürftig sein, insbesondere wenn sie zukünftige Entwicklungen einbeziehen sollen. Eine zeitliche Staffelung kann der Gesetzgeber nutzen, um Lernprozesse aktiv in Gang zu setzen und zu steuern.

6 Kurzübersicht



Fehlender Regulierungsrahmen auf europäischer Ebene mit derzeit im Entwurf noch zu strengen Entflechtungsvorgaben

7 Quellenverzeichnis

ACER-CEER, Reaction to the European Commission's Hydrogen and Decarbonized Gas Package, 2022.

Altrock, Martin/Vollprecht, Jens/Nohl, Johannes/ Kliem, Christine/ Nguyen, Vuong/Hillmann, Simon, Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Dekarbonisierung der Stahlerzeugung, BBH, 2022.

Altrock et. al., Rechtsrahmen für den Einsatz von Wasserstoff und Förderansätze zur Defossilisierung der Stahlerzeugung, 2022, S. 75.

Antoni, Johannes/Paintner, Thomas/Dr. Fluri, Verena/Peper, Dominik/Dr. Kost, Christoph, Fördermöglichkeiten Solarausbau Berlin, 2021, abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/12/20211026_gutachtenfoerderungmoeglichkeitenolarberlin.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022)

Arthur Cox LLP für lexology, Update and RePowerEU: fast-tracking of renewable energy projects remains a priority amid initiatives to decarbonize all sectors, 01.11.2022, abrufbar unter: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=51c20c7d-4743-4316-bb4f-3771c96d0aad> (zuletzt abgerufen am 17.11.2022).

Assmann, Lukas/Pfeiffer, Max (Hrsg.), BeckOK EnWG, 3. Edition, 2022.

Ausschuss der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz für Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge (AISV), Beschluss, 139. Sitzung vom 04. bis 06.07.2017, abrufbar unter: (zuletzt abgerufen am 13.09.2022).

Baumann, Toralf/Gabler, Andreas/Günther, Reinald, EEG-Handkommentar, 1. Auflage 2019.

BDEW, Stellungnahme Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungsgesetz (SteuVerG), 2021, abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20210115_Stn_SteuVerG.pdf (zuletzt abgerufen am 28.09.2022).

BDEW, Stellungnahme zu den Legislativvorschlägen der Europäischen Kommission zur Anpassung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und Verordnung vom 15.12.2021, 2022, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20220411_Gas-RL_VO.pdf (zuletzt abgerufen am 12.10.2022).

Beckmann, Martin/Durner, Wolfgang/Mann, Thomas/Röckinghausen, Marc (Hrsg.), Landmann/Rohmer, Umweltrecht, 2021.

BDI, Stellungnahme – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG), Abschnitt 3b „Regulierung von Wasserstoffnetzen“, 2021.

Benrath, Daniel, Reine Wasserstoffnetze: Macht der Gesetzgeber seine Hausaufgaben, EnWZ 2021, 195.

Bloss, Michael, Hintergrund: Alles zum Gas-Paket der EU Kommission, 13.12.2021, abrufbar unter <https://michael-bloss.eu/de/presse/themenhintergrund/hintergrund-alles-zum-gas-paket-der-eu-kommission> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Bongartz, Matthias/Jatzke, Harald/Schröer-Schallenberg (Hrsg.), Energiesteuer, Stromsteuer Zollltarif und Nebengesetze. Kommentar zum Energiesteuerrecht, Stand Juni 2021.

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

- Börker, Tim/Höfs, Stefanie/Luttmann, Ilona*, Auswirkungen der EnWG-Novelle 2021 auf wegerechtliche Gestattungen für Wasserstoffnetze, IR 2021, 197.
- Bringewat, Jörn*, Weiter schwere Zeiten für Elektrolyseurvorhaben – offenbar kein Einsehen der Politik, 22.02.2021, abrufbar unter: <https://www.vbv.de/news-detail/weiter-schwere-zeiten-fuer-elektrolyseurvorhaben-offenbar-kein-einsehen-der-politik/> (zuletzt abgerufen am 5.8.2022).
- Bringewat, Jörn*, Zulassung von Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen: Eine Bestandsaufnahme, ZNER 01/2022, 21.
- Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg* (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, 3. Auflage 2015.
- Buchmüller, Christian*, Die energie- und regulierungsrechtlichen Baustellen auf dem Weg zur Wasserstoffwirtschaft, ZUR 2021, 195.
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr*, FAQ zur Umsetzung der Clean Vehicles Directive (CVD) in Deutschland, 2022, abrufbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive-faq.html> (zuletzt abgerufen am 15.08.2022).
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr*, Gesetz über die Beschaffung sauberer Fahrzeuge – Umsetzung der Clean Vehicles Directive, 2022, abrufbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive.html> (zuletzt abgerufen am 15.08.2022).
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr*, Rückenwind aus Brüssel für viele erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland, 2022, abrufbar unter <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Pressemitteilungen/2022/052-eu-kommission-genehmigt-41-wasserstoff-grossprojekte.html> (zuletzt abgerufen am 19.09.2022).
- Bundesministerium für Justiz*, Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich, abrufbar unter: https://www.bmj.de/SharedDocs/Gesetzgebungsverfahren/Dokumente/RefE_Beschl_Verfahren.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU)*, Kurzinfor Emissionshandel, abrufbar unter <https://www.bmuv.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/emissionshandel#c9827> (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU)*, Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“, Entwurf 21.04.2021, abrufbar unter https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/eckpunktepapier_klimaschutzvertraege_ccfd_bf.pdf (zuletzt abgerufen am 11.11.2022).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*, Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference?, 15.12.2020, abrufbar unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/12/Meldung/direkt-erklart.html> (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*, FAQ, 2022, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/01-faq-ipcei.html> (zuletzt abgerufen am 15.09.2022).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*, Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/faq-ipcei.html> (zuletzt abgerufen am 19.09.2022).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*, Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)*, Weiterer Baustein der Nationalen Wasserstoffstrategie umgesetzt: Neues Instrument H2Global geht an den Start, 14.06.2021, abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/infopapier-h2-global.html> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).
- Bundesnetzagentur (BNetzA)*, Beschlusskammer 7, Az.: BK7-22-060, Einleitung eines Festlegungsverfahrens zur Ausgestaltung des Zugangs zu LNG-Anlagen, 2022, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2022/BK7-22-0060/BK7-22-0060_Einleitung_Konsultationsdokument_DL_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

Bundesnetzagentur (BNetzA), Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktconsultation, November 2020, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Konsultationsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Bundesnetzagentur (BNetzA), Regulierung von Wasserstoffnetzen – Bestandsaufnahme, Juli 2020, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 14.9.2022).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Vorgaben in Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energiequellen, 10.08.2022, abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20220810_HKNRG-RefE_dneIhSx.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Bundesverband der der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Stellungnahme zum Gesetzesentwurf für ein Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG, 2019, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20191104_Gesetzesentwurf-Brennstoffemissionshandelsgesetz-BEHG.pdf (zuletzt abgerufen am 19.09.2022).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), H2: Gasbinnenmarktrichtlinie und -verordnung sollen angepasst werden, 19.04.2022, abrufbar unter <https://www.bdew.de/energie/h2-gasbinnenmarktrichtlinie-und-verordnung-sollen-angepasst-werden/> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE), Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Vorgaben in Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/ 2001 zu Herkunftsnachweisen für Gas, Wasserstoff, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien, 10.08.2022, abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Stellungnahmen/2022/220810_BEE-Stellungnahme_Herkunftsnachweise_Gase.pdf (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).

Burgi, Martin/Zimmermann, Patrick, Der (künftige) EU-beihilferechtliche Rahmen für die Förderung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 212.

Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.), EUV/AEUV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta, 6. Auflage 2022.

Deutscher Bundestag, Sachstand – Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur, 2019, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Deutsche Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020, abrufbar https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).

Deutsche Bundesregierung, Handlungskonzept Stahl, Für eine starke Stahlindustrie in Deutschland und Europa, Juli 2020, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/handlungskonzept-stahl.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).

Deutsche Energie-Agentur (dena), Power to X: Strombezug, Strategieplattform Power to Gas, abrufbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Strombezug.pdf (zuletzt aufgerufen am 19.8.2022).

Deutsche Energie Agentur (dena), Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz, abrufbar unter: <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/> (zuletzt abgerufen am 28.09.2022).

Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK), Stellungnahme – EU-Gasmarkt und Wasserstoffpaket, 02.06.2022, abrufbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/73194/2491b42cd0da6962ba8e6b28eb504f70/dihk-stellungnahme-eu-gas-und-wasserstoffpaket-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)*, Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor, 17.06.2022, abrufbar unter: <https://www.dihk.de/re-source/blob/75148/5ae7e0000412354fe895e5765bf5c30e/dihk-stellungnahme-erneuerbarer-wasserstoff-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK)*, Stellungnahme zur Reform der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, 08.11.2021, abrufbar unter: <https://www.dihk.de/re-source/blob/61580/4e9927a943a43a70b0980fae63c0eb39/dihk-stellungnahme-erneuerbare-energien-rl-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW)*, Technische Regel – Arbeitsblatt, DVGW G 260 (A), September 2021, Leseprobe abrufbar unter: https://shop.wvgw.de/leseprobe/510700_lp_G_260_2021_09.pdf (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).
- Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV)*, Stellungnahme zum Referentenentwurf vom 05.08.2022, abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/herkunftsangaben-gas-wasserstoff/dwv.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW Berlin)*, Differenzverträge (Contracts for Difference), abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.670596.de/differenzvertraege_contracts_for_difference.html (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).
- Elsas, Maximilian Emanuel/Lindau, Corinna/Ramsauer, Stefanie Raissa*, Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff, N&R, 2021, 258.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)*, H2-Förderkompass - Kriterien und Instrumente zur Förderung von Wasserstoffanwendungen für den Markthochlauf, 2022, abrufbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/06/220622_H2-Foerderkompass-Kriterien_und_Instrumente_zur_Foerderung_von_Anwendungen_fuer_den_Markthochlauf_von_Wasserstoff.pdf (zuletzt abgerufen am 13. 10. 2022).
- Energiezukunft*, Neues Gaspaket in der Kritik, abrufbar unter: <https://www.energiezukunft.eu/politik/neues-gaspaket-in-der-kritik/> (zuletzt abgerufen am 02.09.2022).
- European Commission*, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, 2020, COM(2020) 301 final, abrufbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DE> (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).
- Europäische Kommission*, Fragen und Antworten zum Legislativpaket zu Wasserstoff und dekarbonisiertem Gas, 2021, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_6685 (zuletzt abgerufen am 16.11.2022).
- Europäische Kommission*, Frequently Asked Questions (FAQ) – Industrial Emissions Directive (IED) 2010/75/EU, abrufbar unter: <https://ec.europa.eu/environment/industry/stationary/ied/faq.htm#annex1.4> (zuletzt abgerufen am 5.8.2022).
- Europäische Kommission*, Staatliche Beihilfen: Kommission holt Stellungnahmen zum Entwurf eines Vorschlags ein, der die Durchführung staatlicher Beihilfen zur Förderung des ökologischen und des digitalen Wandels weiter erleichtern soll, 06.10.2021, abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_5027 (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).
- Europäischer Ausschuss zur Ausarbeitung von Standards im Bereich der Binnenschifffahrt (CESNI)*, Europäischer Standard der technischen Vorschriften für Binnenschiffe (ES-TRIN), 2015, abrufbar unter: https://www.cesni.eu/wp-content/uploads/2016/06/ES_TRIN_de.pdf (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030, Mai 2021, abrufbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf (zuletzt abgerufen am 05.09.2022).

FNB Gas, Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff nach dem EU Recht, März 2021, abrufbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/04/rechtsgutachten_zur_eu_konformitaet_gemeinsamer_netzentgelte_erdgas_h2_maerz_2021.pdf (zuletzt abgerufen am 16.11.2022).

FNB Gas, Wasserstoffbericht, Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG, September 2022, abrufbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf (zuletzt abgerufen am 05.09.2022).

FNB Gas, Wasserstoffnetz für ein klimaneutrales Deutschland, 2022, abrufbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/20211101_FNB_Gas_Erklaertext-H2_Netz_2050.pdf (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).

FNB Gas, Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland, 2021, abrufbar unter: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/20211101_FNB_Gas_Erklaertext-H2_Netz_2030.pdf (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).

Franzius, Claudio, Planungsrecht und Regulierungsrecht, ZUR 2018, 11.

Franzius, Claudio, Infrastrukturen zwischen Regulierung und Planung, Herausforderungen des Energie-Infrastrukturrechts, EnWZ 2022, 302.

Fricke, Barbara/Glandien, Josephine/Heitsch, Clemens/Hüttenrauch, Jens/Jopen, Maunela/Koralewicz, Marlon/Künkel, Felix/Panofen, Myriam/Tang, Chi Yan/Wehling, Anja, Portal Green Power-to-Gas-Leitfaden zur Integration Erneuerbarer Energien, Mai 2020, abrufbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201735-portalgreen-vorlaeufiger-genehmigungsleitfaden.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Gerhardt, Norman/Bard, Jochen/Schmitz, Richard/Beil, Michael/Pfennig, Maximilian/Kneiske, Tanja (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE), Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung, Mai 2020, abrufbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf (zuletzt abgerufen am 29.09.2022).

GEODE, Stellungnahme der GEODE zum Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG), 2021, abrufbar unter: <https://www.geode-eu.org/wp-content/uploads/2021/01/Stellungnahme-Gesetz-zur-zuigen-und-sicheren-Integration-steuerbarer-Verbrauchseinrichtungen.pdf> (zuletzt abgerufen am 18.11.2022)

Giesberts, Ludger/Reinhardt, Michael (Hrsg.), BeckOK Umweltrecht, 63. Edition, Juli 2022.

Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin (Hrsg.), Das Recht der Europäischen Union: EUV/AEUV, 75. Auflage 2022.

Harms, Gerd/Nozharova, Dennitsa, HyLAW National Policy Paper – Germany, 2018, abrufbar unter: https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2018-12/20181217_National_Policy_Paper_DE_en_Final_0.pdf (zuletzt abgerufen am 13.09.2022).

Held, Christian, Wasserstoff als Schlüsselement der Energiewende, EnWZ 2021, 145.

Held, Christian/Schäfer-Stradowsky, Simon, Energierecht und Energiewirklichkeit – Ein Handbuch für Ausbildung und Praxis nicht nur für Juristen, 2. Auflage 2022 (im Erscheinen).

Herzhoff, Ann-Margret, Gesetzesentwurf zur Beschleunigung von verwaltungsgerichtlichen Verfahren im Infrastrukturbereich – Notwendige prozessuale Verschlinkung oder Beschneidung von Rechtsschutzmöglichkeiten?, EnK-Aktuell 2022, 01055.

Höcher, Thomas, DVGW- AB 260 Gasbeschaffenheit Stand 2021: Was ist neu?, abrufbar unter: <https://infracon-service.de/blog/gasbeschaffenheit-g260/#:~:text=Das%20DVGW-Arbeitsblatt%20G%20260%20legt%20die%20Anforderungen%20an,Gasbegleitstoffe%20wie%20zum%20Beispiel%20Schwefelverbindungen%2C%20Wasseranteil%20und%20Sauerstoff.> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Hoffmann, Burkhard, Grüner Wasserstoff im Verkehrssektor: Ein Rundflug über aktuelle europarechtliche Entwicklungen, EnWZ 2022, 255.

Immenga, Ulrich/Mestmäcker, Ernst-Joachim (Hrsg.), Wettbewerbsrecht, 6. Auflage 2022.

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM), Norddeutsche Wasserstoffstrategie – Studie „Richtlinien zur öffentlichen Beschaffung von Wasserstofffahrzeugen“, 2021, abrufbar unter <https://www.ikem.de/publikation/studie-richtlinien-zur-oeffentlichen-be-schaffung-von-wasserstofffahrzeugen/> (zuletzt abgerufen am 29.09.2022).

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM), Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern, IKEM-Stellungnahme, 2022, abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/04/20220414_Stellungnahme_IE-RL.pdf (zuletzt abgerufen am 13.09.2022).

Institut für Wirtschaft und Umwelt e.V., Öffentliche Auftraggeber müssen bei Ausschreibungen Mindestquoten zum Einsatz „sauberer Fahrzeuge“ vorsehen, abrufbar unter <https://iwu-ev.de/oeffentliche-auftraggeber-muessen-bei-ausschreibungen-mindestquoten-zum-einsatz-sauberer-fahrzeuge-vorsehen/-#:~:text=Am%2015.%20Juni%202021%20ist%20das%20%E2%80%9Esaubere%2ADFahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz%E2%80%9C%2028im,2019%2F1161%20%E2%80%9EClean%20Vehicles%20Directive%E2%80%9C%29%20umsetzt%2C%20in%20Kraft%20getreten.> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Jäde, Henning/Dirnberger, Franz (Hrsg.), Baugesetzbuch Kommentar, 9. Auflage, 2018.

Janssen, Gerold/Albrecht, Juliane, Umweltschutz im Planungsrecht, 2008.

Jarass, Hans/Pieroth, Bodo (Hrsg.), Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, 17. Auflage 2022.

Jarass, Hans, Bundesimmissionsschutzgesetz, 13. Auflage 2020.

Jennert, Carsten/Eitner, Sebastian, EU-Beihilfenrecht und Seehafeninfrastruktur, EuWZ 2013, 414.

Kamm, Johanna/Kahles, Markus, Wege zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien im EU-Beihilfenrecht: Rechtsgrundlagen und Handlungsoptionen von EU-Kommission und Rat in der aktuellen Energiekrise, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 54, 2022.

Kalis, Michael/Wilms, Susan, KeroSyn100, Regulatorische Hemmnisse und Anreizmechanismen für den Einsatz synthetischer Kraftstoffe in der Luftfahrt - Rechtswissenschaftliche Studie, IKEM, 2020, abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/03/20200528_IKEM_KeroSyn100_Regulatorische-Hemmnisse-und-Anreize.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Kirch, Thorsten/Huth, Julia, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See, EnWZ 2021, 344.

Kalis, Michael/Antoni, Johannes, Was lange währt, wird endlich „grün“: RFNBOs und die Anforderungen an grünen Wasserstoff im Recht der Europäischen Union, EnWZ 2022, 248.

Kment, Martin (Hrsg.) Energiewirtschaftsgesetz, 2. Auflage 2019.

Kment, Martin/Wenzel, Yann, Instrumente der Energiewende: Wegenutzungsverträge für reine Wasserstoffnetze, Recht der Energiewirtschaft (RdE), 2022, 153.

Knauff, Matthias, Vergaberechtliche Anforderungen an die Beschaffung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen, ZUR 2021, 218.

König, Helmut/Roeser, Thomas/Stock, Jürgen (Hrsg.), Baunutzungsverordnung Kommentar, 5. Auflage, 2022.

Kraus, Angela/Kreß, Veronika, Der Weg vom Gasnetz zum Wasserstoffnetz: Die neuen Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz zur Wegenutzung bei Wasserstoffleitungen, Versorgungswirtschaft 2021, 302.

Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein (LEE.SH), Kurzstellungnahme zur genehmigungsrechtlichen Situation systemdienlicher Elektrolyseure, abrufbar unter https://www.lee-sh.de/datei/de/lee%20sh%20genehmigung%20elektrolyseure%20nov%202019_11.pdf (zuletzt abgerufen am 5.8.2022).

Langstädtler, Sarah, Brauchen wir ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz? Zum planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmen für die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von grünem Wasserstoff, ZUR 2021, 203.

Linnemann, Marcel, itemsblogging, Unbundling Wasserstoff; Die neuen EU-Vorschriften, 29.06.2022, abrufbar unter: <https://itemsnet.de/itemsblogging/unbundling-wasserstoff-die-neuen-eu-vorschriften/> (zuletzt abgerufen am 18.11.2022).

Lohmann, Heiko, H2-Global startet Auktionsverfahren für Wasserstoffprodukte, 15.07.2022, abrufbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/223956/h2-global-startet-auktionsverfahren-fuer-wasserstoffprodukte> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Lütkehus, Rainer, energate messenger, EU Parliament still divided on hydrogen unbundling, 15.7. 2022, abrufbar unter: <https://www.energate-messenger.com/news/223963/eu-parliament-still-divided-on-hydrogen-unbundling> (zuletzt abgerufen am 17.11.2022).

Monopolkommission, Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Rn. 311, S. 110.

Möhlenkamp, Karin/Milewski, Knut, Energiesteuergesetz und Stromsteuergesetz Kommentar, 2. Auflage 2020.

Nationaler Wasserstoffrat, Stellungnahme zum Vorschlag der EU-Kommission zur Verordnung zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, 29.10.2021, abrufbar unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-10-29_NWR-Stellungnahme_AFIR.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Nationaler Wasserstoffrat, Eckpunktepapier zur Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Juni 2022, abrufbar unter: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30_NWR-Eckpunktepapier_Ueberarbeitung_NWS.pdf (zuletzt aufgerufen am 06.09.2022).

Paintner, Thomas/Antoni, Johannes, Rechtsrahmen für die ergänzende Solarförderung auf Landesebene, ENWZ 2022, 159.

Reev, Was ist die Verordnung über die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe – kurz AFIR?, 2021, abrufbar unter <https://reev.com/was-ist-afir/> (zuletzt abgerufen am 10.8.2022).

Riege, Steffen, Die Umstellung von Gasversorgungsleitungen für den Wasserstofftransport, EnWZ 2021, 387.

Riemer, Matia/Zheng, Lin/Pieton, Natalia/Eckstein, Johannes/Kunze, Robert/Wietschel, Martin, Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022, abrufbar unter:

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT_Working_Paper_04_2022_Future_hydrogen_demand.pdf (zuletzt abgerufen am 22.09.2022).

Rodi, Michael (Hrsg.), Handbuch Klimaschutzrecht, 1. Auflage 2022.

Sachs, Michael (Hrsg.), Grundgesetz Kommentar, 9. Auflage 2021.

Schäfer, Judith/Wilms, Susan, Wasserstoffherstellung. Aktuelle Rechtsfragen rund um die Genehmigung von Elektrolyseuren, ZNER 02/2021, 131.

Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Auflage 2022.

Schäfer, Judith/Martin, Bénédicte/Held, Denise/Paintner, Thomas/Benner, Lukas, Ammoniak als Treibstoff in der See- und Binnenschifffahrt. Rechtswissenschaftliche Studie zu den landseitigen Rahmenbedingungen der ammoniakbasierten Schifffahrt, 2021, abrufbar unter: https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/03/20220301_CF03_Ammoniakbunkerstationen.pdf?media=1654600944 (zuletzt abgerufen am 04.10.2022).

Schneider, Jens-Peter/Theobald, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, Praxishandbuch, 5. Auflage 2021.

Schink, Alexander/Reidt, Olaf/Mitschang, Stephan (Hrsg.), Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz / Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz: UVP/G/UmwRG, 1. Auflage 2018.

Schimek, Felix/Heimann, Marvin/Wienert, Patrick/Corneille, Marcel/Kuhn, Johannes/Maier, Lena/Schmeding, Thomas/Vom Wege, Jan Hendrik/Rottmann, Fabian/Siegler, David/Butsch, Hanno/Stolten, Detlef/Robinius, Martin/Grube, Thomas, Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig Holstein, 2021, abrufbar unter <https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?blob=publicationFile&v=1> (zuletzt abgerufen am 13.09.2022).

Schröder, Holger, Das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz im Recht der öffentlichen Auftragsvergabe, NZBau 2021, 499.

Schröder, Holger, Aktuelle Vergaberechtsfragen zum Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz, NZBau 2022, 379.

Senders, Julian/Wegner, Nils, Die Bedarfsplanung von Energienetzinfrastrukturen. Überblick und aktuelle Entwicklungen, EnWZ 2021, 243.

Sieberg, Christoph/Cesarano, Carlos Deniz, Die Zukunft der Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ein Ausblick auf die unionsrechtlichen Rahmenbedingungen, RdE, 4-5 2022, 165.

Spannowsky, Willy/Uechtritz, Michael (Hrsg.), Baugesetzbuch, BeckOK, 55. Edition, Stand 01.08.2021.

Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen, Ausgabe 2003, abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/klassifikation-wz-2003.html?nn=205976> (zuletzt abgerufen am 19.08.22).

Stelkens, Paul/Bonk, Joachim/Sachs, Michael (Hrsg.), Verwaltungsverfahrensgesetz: VwVfG, 9. Auflage 2018.

Stelter, Christian/Schieferdecker, Bernd/Lange, Moritz, Der Gesetzesentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG, EnWZ 2021, 99.

Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft unter besonderer Berücksichtigung der Transportinfrastruktur

Stiftung Umweltenergierecht, Auf dem Weg zum Wasserstoffwirtschaftsrecht? – Rechtsgrundlagen und Entwicklungslinien für die Regulierung der grünen Wasserstoffwirtschaft, 2021, abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2021/07/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuerzburger-Studie-zum-Umweltenergierecht_21_Wasserstoffwirtschaftsrecht_2021-07-12-2.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Stöbener de Mora/Patricia Sarah, Beihilferecht: Überarbeitete IPCEI-Mitteilung, EuZW 2022, 3.

Stratmann, Klaus, Bundesregierung will Wasserstoff-Großprojekte vorantreiben, 17.03.2021, abrufbar unter: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/foerderkonzept-h2-global-bundesregierung-will-wasserstoff-grossprojekte-vorantreiben/27015140.html> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Theobald, Christian/Kühling, Jürgen (Hrsg.), Energierecht, 116. Ergänzungslieferung, Mai 2022.

Trepte, Folker/Mussaeus, Peter, PricewaterhouseCoopers (pwc), Wasserstoffnetzentgeltverordnung beschlossen, 6.10.2021, abrufbar unter: <https://blogs.pwc.de/de/auf-ein-watt/article/225932/wasserstoffnetzentgeltverordnung-beschlossen/> (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).

Umweltbundesamt, Der Europäische Emissionshandel, 2021, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/01_pdf-ua-gesamt-uba_unterrichtsmaterialien_europaischer_emissionshandel.pdf (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).

Umweltbundesamt, Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude und Straßenverkehr in der EU, 2021, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/2022_01_17_factsheet_ets_2.pdf (zuletzt abgerufen am 21.09.2022).

Umweltbundesamt, Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2021 und 2022, 2022, abrufbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-leitfaden-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (zuletzt abgerufen am 19.09.2022).

Van Rossum, Rik/Jens, Jaro/La Guardia, Gemma/Wang, Anthony/Kühnen, Luis/Overgaag, Martijn, European Hydrogen Backbone, A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, Utrecht April 2022, abrufbar unter: <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Verband kommunaler Unternehmen e.V., Stellungnahme zum Vorschlag der Europäischen Kommission zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II), 16.11.2021, abrufbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Europa/Fit_fuer_55/211108_VKU-Stellungnahme_RED_III_Kommissionsvorschlag.pdf (zuletzt abgerufen am 14.09.2022).

Wichmann, Richard, Erzeugung und Vertrieb von Grünem Wasserstoff (Teil 1), EWERK 2022, 93.

Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein, Norddeutsche Wasserstoffstrategie, 2019, abrufbar unter: <https://norddeutschwasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2020/11/norddt-H2-Strategie-final.pdf> (zuletzt abgerufen am 20.09.2022).

Wissenschaftlicher Dienst Deutscher Bundestag, Sachstand. Die Berücksichtigung von Umwelt- und Klimaschutzbelangen im Anlagenehmigungs- und Infrastrukturplanungsrecht, Dezember 2019, WD 8 - 3000 - 124/19, abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/710964/e21d4f5084d4b3462345af40377e1059/WD-8-124-19-pdf-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).

Wissenschaftlicher Dienst Deutscher Bundestag, Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur. Folgen des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 2. September 2021 (C-718/18), April 2022, WD 5-3000-044/22, abrufbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/894046/b2471e88e3a1020b209aa370e92eaffc/WD-5-044-22-pdf-data.pdf> (zuletzt abgerufen am 14.10.2022).