

Aufsätze

Dr. Philipp Steinberg, Berlin*

Wasserstoff und Energiewende – Vom Hype zur Realität. Voraussetzungen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf

Der Beitrag analysiert die Rolle, welche Wasserstoff als ein Baustein der Energiewende, welche systemisch gedacht werden muss, spielen kann. Aufbauend auf einer kritischen Analyse des Bedarfs bis 2045 analysiert und beschreibt er die infrastrukturellen, regulatorischen und förderpolitischen Voraussetzungen *de lege lata* und *de lege ferenda* für einen erfolgreichen, resilienten Wasserstoffhochlauf in Deutschland.

I. Einleitung

Trotz erheblicher Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Elektrifizierung stammen in Deutschland nach wie vor über 75 % des Endenergieverbrauchs aus nicht-erneuerbaren Quellen; der Erneuerbaren-Anteil an der Brutto-Endenergie lag 2024 bei 22,4 % (damit verbleiben rund 77,6 % nicht-erneuerbar).¹ Der größte Teil hiervon wird im Rahmen der Energiewende zu elektrifizieren sein – ein beträchtlicher Teil in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen muss aber durch grüne Moleküle, insbesondere Wasserstoff, ersetzt werden. Damit bleibt der Weg zur Klimaneutralität bis 2045 anspruchsvoll. Ziel dieses Beitrags ist es, aufbauend auf einer Einordnung in die allgemeine Diskussion zur Energiewende und einer kritischen Würdigung bisheriger Schätzungen des Wasserstoff-Bedarfs die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf *de lege lata* und *de lege ferenda* aufzuzeigen.

II. Vom Hype zur Realität – Wasserstoff als Teil der Energiewende

Wer über Wasserstoff schreiben will, muss zunächst über die Energiewende schreiben. Wasserstoff ist kein Selbstzweck und kein Allheilmittel, sondern ein integraler, aber komplementärer Bestandteil eines elektrifizierten Energiesystems.² Der Leitpfad bleibt die direkte Elektrifizierung, soweit sie technisch, systemisch und wirtschaftlich möglich ist. Nur dort, wo Elektronen an physikalische (zB Energiedichte), infrastrukturelle (zB Netzrestriktionen) oder ökonomische Grenzen stoßen, kommen Moleküle – Wasserstoff und seine Derivate – ins Spiel.³ Insbesondere die ökonomischen Aspekte verhindern, dass Wasserstoff eine führende Rolle im Energiesystem übernimmt – wichtig ist er dennoch, wenn die Klimaschutzziele erreicht werden sollen, und Industrie in nennenswertem Umfang in Deutschland gehalten werden soll.

1. Wasserstoff und Systemintegration – Moleküle ergänzen Elektronen

Ein erfolgreicher Klimapfad verlangt deshalb Systemintegration im eigentlichen Sinn: die Synchronisation von Erzeugung, Netzen, Flexibilitäten und Molekülen. Das bedeutet, dass Elektrizitäts-, Gas- und Wärmesysteme zunehmend kopplungsfähig ausgestaltet werden müssen, um Überschüsse, Speicher und Flexibilitäten optimal zu nutzen.⁴

Diese Sichtweise steht zwischen zwei einseitigen Perspektiven, die so aber auch nicht mehr vertreten werden: Sie

grenzt sich einerseits von einem „*Electric-only*“-Ansatz ab, der auf eine vollständige Elektrifizierung aller Endanwendungen setzt und damit technologische wie infrastrukturelle Realitäten unterschätzt; andererseits auch von überzogenen Molekül-Erwartungen, die eine nahezu flächendeckende Substitution fossiler Energieträger durch grünen Wasserstoff unterstellen und die verfügbaren Mengen, Kosten und Infrastrukturerfordernisse überdehnen. Realistisch ist vielmehr ein integrierter Ansatz, der Elektrifizierung als Leitpfad verfolgt, aber grüne Moleküle als systemische Ergänzung dort zur Dekarbonisierung nutzt, wo dies technisch notwendig und volkswirtschaftlich sinnvoll ist.⁵ Techno-ökonomische Analysen zeigen zudem, dass selbst bei ambitionierten Ausbaupfaden die Rolle des Wasserstoffs zielgerichtet und selektiv, nicht flächendeckend, ausfallen wird.⁶

2. Eine realistische Bedarfsabschätzung als Ausgangspunkt

Ersichtliche bestehende „offizielle“ Bedarfsabschätzungen – 90 – 130 TWh H₂ 2030⁷, 360 – 500 TWh H₂ plus ca. 200 TWh Derivate 2045⁸ – sind ambitioniert und erscheinen nicht (mehr) realistisch. Das liegt zum einen an der Preisentwicklung: Hatte man 2020/21 noch mit Produktionskosten von 3 – 4 EUR/kg H₂ gerechnet⁹, liegen diese heute – trotz fallender Elektrolyseurpreise – realistisch bei 5 – 7 EUR/kg¹⁰, teils höher, wenn Strompreis, RFNBO-Korrela-

* Der Autor war bis Juni 2025 ua für Energiesicherheit, Gas und Wasserstoffinfrastruktur zuständiger Abteilungsleiter im Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Er ist nunmehr Senior Advisor bei FGS Global und der Boston Consulting Group und Inhaber der pms eel Kommunikations- und Strategieberatung. Der Beitrag beruht auf dem Eröffnungsvortrag bei der IKEM-Jahreskonferenz 2025.

- 1 Umweltbundesamt (AGEE-Stat), Erneuerbare Energien in Zahlen (https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick).
- 2 Agora Energiewende/Fraunhofer ISE, Klimaneutrales Energiesystem 2045 – Elektrifizierung, Moleküle, Flächen, 2024, S. 6 ff.; Fraunhofer ISI, Wege zur Klimaneutralität Deutschland 2045, 2023, S. 18 ff.
- 3 IEA, Global Hydrogen Review 2024, 2024, S. 20 ff.; BMWK, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023, 2023, S. 2.
- 4 So bereits Deutsche Energie-Agentur (dena), dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, 2018, S. 10 ff.
- 5 Wietschel, Ökologisches Wirtschaften Nr. 2 (2024), 19–22; Bundesrechnungshof (BRH), Energiewende zwischen Elektronen und Molekülen – Bericht nach § 88 Abs. 2 BHO, 2025, S. 5–6, 34–36; Fraunhofer ISI, Wege zur Klimaneutralität 2045, 2023, S. 18 ff.
- 6 Fraunhofer ISE/ISI/IEG, Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien, 2022, S. 15 ff.
- 7 BMWK, Nationale Wasserstoffstrategie – Fortschreibung 2023, 2023, S. 6 = BT-Drs. 20/7955; Nationaler Wasserstoffrat (NWR), Grundlagenpapier – Update 2024: Wasserstoffbedarfe in Deutschland, 2024: 94 – 125 TWh in 2030 (inkl. Erläuterungen zum Einbezug bestehender („grauer“) H₂-Verbräuche).
- 8 BMWK, Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, 2024: 360 – 500 TWh H₂ + ca. 200 TWh Derivate bis 2045 (Kabinettsbeschluss v. 24.7.2024).
- 9 Agora Energiewende, The Future Cost of Hydrogen, 2021, S. 18 ff.
- 10 IEA, Global Hydrogen Review 2024, 2024, S. 42 ff.; Clean Hydrogen Observatory, Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024, 2024, S. 31 ff.; Fraunhofer ISE, Energiesystemmodellierung Deutschland 2045, 2024, S. 63 f.

tion und Volllaststunden berücksichtigt werden.¹¹ Zum anderen beruhen die zu hohen Abnahmeszenarien auch auf der Methodik der Abfragen: Diese haben regelmäßig postuliert, dass der Wasserstoffpreis unmaßgeblich ist, und Erdgas nicht mehr als Alternative zur Verfügung steht – ein wenig plausibles Szenario. Ein realistisches Abnahmeszenario stützt sich somit auf Anwendungsbereiche ohne technische oder ökonomische Alternativen, in denen zugleich eine ausreichende Zahlungsbereitschaft und -fähigkeit besteht – sei es aufgrund föderalpolitischer Unterstützung, regulatorischer Vorgaben oder der Vermeidungspflichten im EU-ETS. Damit folgt die Herleitung hier auch einem „explorativen“ Szenario, wie es der „Monitoringbericht“ vornimmt¹². Ob damit zwingend die Klimaziele verfehlt werden, wie dort angenommen, hängt allerdings von Alternativen und dem Ausmaß der Strukturanpassung ab.

Die nachfolgenden Angaben stellen daher nur eine überschlägige Abschätzung auf Basis der derzeit heterogenen Studienlage und der dargestellten Prinzipien dar:

– Stahl (Direktreduktion) $\approx 20 - 40$ TWh bis 2035, langfristig $70 - 100$ TWh.¹³

– Raffinerien/Chemie (Prozess- H_2) $\approx 20 - 30$ TWh¹⁴; hier entstehen durch RED-III-Vorgaben und ETS-II-Pflichten die stärksten kurzfristigen Nachfrageimpulse.

– Wasserstofffähige Kraftwerke (gesicherte Leistung, nicht Grundlast) $\approx 25 - 35$ TWh; entspricht dem Bedarf zur Abdeckung residueller Winterlast und Netzstabilisierung nach BMWK-„Kraftwerksstrategie“ (2024)¹⁵.

– Aviation $\approx 10 - 15$ TWh, Shipping $\approx 5 - 10$ TWh, beide durch RFNBO-Quoten nach RED III (Art. 25 ff.) reguliert.¹⁶

– Kommunale Wärme- und Nischenanwendungen $\approx 5 - 10$ TWh, v.a. in Inselnetzen, Hybridquartieren oder Nahwärmenetzen mit Reststoff- oder Biogasanteil.¹⁷

In Summe ergibt dies ein realistisches Potenzial von rund $90 - 130$ TWh H_2 und Derivaten bis 2045 – deutlich unter den bisher in der Importstrategie angenommenen bis zu 700 TWh. Selbst wenn man dazu noch weitere Bedarfe in der Industrie addiert, dürfte der Bedarf nicht wesentlich über 200 TWh liegen. Das ist immer noch eine beachtliche Nachfrage, die es zu produzieren, transportieren und zu verbrauchen gilt – und für welche die Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen.

III. Voraussetzungen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf

Für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf bedarf es dreierlei: eine verlässliche Infrastruktur, einen intelligenten Regulierungsrahmen und eine kluge Förderung.

1. Eine verlässliche Infrastruktur („atmend, verlässlich, resilient“)

Ein zentraler Faktor, um sicherzustellen, dass Unternehmen ihre Wasserstoffpläne vorantreiben können, ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff – wozu neben einem ausreichenden Angebot insbesondere die Infrastruktur zählt.

a) Ein leistungsfähiges „atmendes“ Transportnetz

Mit dem Wasserstoff-Kernnetz ist Deutschland hier europäischer Vorreiter. Das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz umfasst 9.040 km; rund 60% der Leitungen werden aus bestehenden Erdgasleitungen umgewidmet. Die Investitionskosten betragen $18,9$ Mrd. EUR, welche grundsätzlich mit Hilfe

eines intertemporalen Kostenausgleichs privatwirtschaftlich finanziert werden sollen, die Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ca. 101 GW bzw. 87 GW.¹⁸

Das Netz ist bereits „atmend“ ausgestaltet: Nach § 28 Abs. 6 S. 2 EnWG nF kann der Netzausbau bis 2037 gestreckt werden, ohne dass der Finanzierungsmechanismus – der intertemporale Kostenausgleich über ein Amortisationskonto (§ 28 Abs. 7 EnWG) – entfällt. Dieser „atmende“ Charakter bezieht sich primär auf die zeitliche Streckung des Ausbaus und erlaubt damit Anpassungen an den tatsächlichen Hochlauf, nicht jedoch eine freie Bedarfsprüfung im Einzelfall.¹⁹ Angesichts des verzögerten Markthochlaufs wäre gleichwohl zu prüfen, ob eine weitere Flexibilisierung bis 2045 und eine kritische Bedarfsüberprüfung in Checkpoints sinnvoll wären, ohne die Versicherungsfunktion des Kernnetzes zu verlieren.²⁰

Damit das Kernnetz befüllt werden kann, bedarf es Importkorridore. Weitgehend Einigkeit besteht darüber, dass rund zwei Drittel des deutschen Wasserstoffbedarfs importiert werden müssen.²¹ Fernleitungsnetzbetreiber und Bundesregierung arbeiten daher an der Realisierung von – je nach Zählung – bis zu sieben Importkorridoren (Nordseekorridor, DK-Korridor, BeNeLux-Korridor, Ostseekorridor, Südwest-, Süd- und Südostkorridor). Diese Korridore benötigen – zumindest aus ökonomischen Gründen – Mindestdurchsätze, um langfristig tragfähig zu sein. Ihre Verwirklichung ist in allen Fällen – insbesondere aus politischen Gründen – außerordentlich anspruchsvoll, eine ausreichende Nachfrage für alle Korridore erscheint derzeit nicht realistisch.

Auf Basis aktueller Planungen erscheinen insbesondere der Nordsee-/DK-Pfad ($22 - 57$ TWh/a) und der Südwest-Korri-

11 Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Hydrogen Market Outlook 2025, 2025, S. 27 ff. (≈ 244 EUR/MWh $\approx 7,3$ EUR/kg; 2030 ≈ 200 EUR/MWh); Öko-Institut, Kostenstrukturen erneuerbarer Gase 2025, 2025, S. 14 ff.; Clean Hydrogen Observatory, European Hydrogen Market Landscape 2024, 2024, S. 45 ff. ($4,4 - 17,4$ EUR/kg je nach Standort). Ca. 70% der H_2 -Kosten sind Stromkosten.

12 EWI/BET, Energiewende. Effizient. Machen, 2025, S. 111 (Explorative Szenarien: Bedarfe zwischen $71 - 262$ TWh). Dem werden normative Szenarien gegenübergestellt, die deutlich höhere Wasserstoffbedarfe identifizieren (163 TWh – 605 TWh). Vgl. auch Fraunhofer ISI, Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse, HyPat Working Paper 01/2023, 2023, S. 18: Bedarfe zwischen $280 - 480$ TWh je nach Preisentwicklung.

13 Duisburg Business & Innovation (DBI), Letzte Chance für unseren Stahl – Strategische Leitbranche für die Wasserstoffwirtschaft, 2025, S. 3.; BMWK, Monitoringbericht Industrie 2024, S. 42; Agora Industrietransformation, Stahl 2045, 2023, S. 27 ff.

14 Fraunhofer ISI, H_2 -Bedarfsprojektion 2045, 2024, S. 14 f.

15 BMWK, Kraftwerksstrategie – Rahmenbedingungen für die zukünftige Stromerzeugung, 2024; s. auch BDEW, Positionspapier H_2 -ready-Kraftwerke, 2024. Prognos AG/dena, H_2 -Kraftwerke im Energiesystem 2045, 2024, S. 11 f.; bekanntermaßen ist noch nicht klar, ob es diese überhaupt geben wird.

16 DLR/Lufthansa Innovation Hub, Power-to-Liquid Roadmap 2035, 2023, S. 25 f.

17 Ähnlich dena, Kommunale Wärmeplanung und H_2 -Einsatzpotenziale, 2024, S. 9 f.; dena, Systemintegration der Energiewende, 2023, S. 7 f.; Agora Energiewende, Kommunale Wärmeplanung und Wasserstoffnischen, 2024, S. 12 f.

18 FNB Gas, Wasserstoff-Kernnetz Deutschland – Genehmigter Plan 2024, 2024, S. 3 ff.

19 BMWK, Begründung zum EnWG-Änderungsgesetz (Wasserstoffnetz), BT-Drs. 20/11890, 42 f.

20 Vgl. EWI, Infrastrukturpfade für den Wasserstoffhochlauf, 2024, S. 12 f.; Agora Energiewende, H_2 -Infrastrukturstrategie 2045, 2024, S. 25 ff.

21 BMWK, NWS-Fortschreibung 2023 ($50 - 70\%$ 2030); BMWK, Importstrategie 2024 (Großteil importiert; $360 - 500$ TWh $H_2 + \sim 200$ TWh Derivate 2045); Agora, Klimaneutrales Deutschland 2025 ($\approx 2/3$ Import); Agora, Wasserstoffimporte Deutschlands 2024 ($64 - 100$ TWh Pipelinepotenzial Mitte der 2030er).

dor (50 – 70 TWh/a) erfolversprechend. Weitere diskutierte Korridore – der Südkorridor (Nordafrika, 73 – 164 TWh/a), der Südostkorridor (30 TWh/a), der Ostseekorridor (FIN Offshore, 21 – 128 TWh/a) – dürften unter realistischen Realisierungs-, Finanzierungs-, Abnahme- und Kostenszenarien nur schwer zu realisieren – und aufgrund einer realistischen Bedarfsprognose auch nicht notwendig – sein. Denn das gesamte addierte Transportpotenzial aller derzeit bekannten Korridore würde etwa 740 TWh/a (2035) betragen, was selbst über den optimistischen älteren Bedarfsprognosen liegt. Zu berücksichtigen ist dabei aber, dass die Anzahl der Korridorprojekte aufgrund der Realisierungsrisiken so hoch ist, und eine Priorisierung erfolgen soll. Der BeNeLux-Korridor sowie Terminals für Derivate (zB NH₃ / LH₂) bleiben als Brückenlösungen oder zur Abdeckung von höheren Bedarfen, als hier prognostiziert, von Bedeutung.

b) Wasserstoffspeicher

Von zentraler Bedeutung sind zudem Wasserstoffspeicher, um Lastspitzen – insbesondere beim Einsatz von H₂-ready-Kraftwerken – bedienen zu können.²² Studien von dena (Deutsche Energie-Agentur), Guidehouse und Fraunhofer ISE zeigen, dass ohne Speicherkapazitäten – vor allem Salzkavernen – die Versorgungssicherheit in einer H₂-basierten Systemarchitektur nicht gewährleistet wäre.²³ Die ökonomischen und regulatorischen Grundlagen sind jedoch noch unzureichend geklärt. Das BMWK-Green Paper „Wasserstoffspeicher“ stellt Bedarfsannahmen und mehrere Regulierungsmodelle zur Diskussion (ua Ausschreibungen für Speicherleistung/Kapazitätsmechanismen, strategische Reserve), favorisiert für die anstehende Hochlaufphase jedoch primär nachfrageseitige Förderansätze (insbes. Absicherung/Anreize für Speicherabrufe der H₂-Kraftwerke).²⁴ Auch wenn mit dem BMWK bei Volumina von bis zu 700 TWh in der Tat eine reine Nachfrageförderung denkbar wäre, sollte bei geringeren Volumina über eine spezifische Förderung über CfD, Ausschreibung und/oder intertemporalem Kostenausgleich nachgedacht werden.

c) Zukunftsfähige Verteilnetze

Ein flächiger Business Case für H₂-Verteilnetze besteht aufgrund der deutlich geringeren Energiedichte gegenüber Erdgas und der viermal höheren Energieeffizienz von Wärmepumpen regelmäßig nicht. Ansonsten werden Teile der Verteilnetze auch auf Wasserstoff umzurüsten sein, um lokale (Industrie-)Verbraucher zu bedienen. Ferner wird ein Großteil der Heizleistung durch Wärmepumpen erfolgen. Denkbar ist aber auch ein Betrieb mit Biomethan.²⁵ Erforderlich ist daher eine geordnete Transformation der Erdgasnetze mit planbaren Abschreibungs- und Werterhaltungsregeln, von der BNetzA bereits vorgelegt (KANU 2.0)²⁶, verknüpft mit kommunaler Wärme-/Transformationsplanung, die auf eine angepasste Rechtsgrundlage zurückgreifen kann. Hierzu gehört insbesondere der Verzicht auf eine generische Rückbaupflicht und die Einführung von Stilllegungs-/Rückbau- und Umwidmungsplänen auf Verteilnetzebene sowie Modifikationen bei Anschluss-/Benutzungspflichten und Konzessionen, verbunden mit erweitertem Verbraucherschutz, wenn das Netz nicht mit Biomethan weiterbetrieben wird. Diese Möglichkeiten sieht das sich zurzeit in der nationalen Umsetzung befindliche EU-Gas-/Wasserstoffpaket vor.²⁷

d) Leistungsfähige inländische Elektrolyse

Daneben ist aus Resilienzgründen und aufgrund der Schwierigkeiten, ausreichende Importe sicherzustellen, in-

ländische Elektrolyse zentral, und kann unter Umständen aufgrund zunehmender Mengen an Überschuss-Strom auch wirtschaftlich betrieben werden: Der Ausbau sollte systemdienlich erfolgen – vorrangig an Standorten mit Überschüssen/Abregelungen, um Netze zu entlasten („Nutzen statt Abregeln“). Redispatch-Strom als Standardprodukt, angepasste Netzentgelte für Systemdienlichkeit und eine präzise Abrechnungslinie sind hierfür Schlüssel – die regulatorischen Voraussetzungen hierfür werden nunmehr dargestellt.

2. Ein intelligenter Regulierungsrahmen

Eine zweite Voraussetzung für den erfolgreichen Wasserstoffhochlauf ist neben der Infrastruktur ein intelligenter, praxistauglicher Regulierungsrahmen. Seine zentralen Elemente sind die sachgerechte Umsetzung der RED III, flexible und kosteneffiziente Nachweis- und Netzregeln, die zielführende Umsetzung des europäischen Gas-/Wasserstoffpakets in deutsches Recht und ein wirksames CO₂-Preissignal im ETS 1.

a) RED III in Industrie und Verkehr – zügig und praxistauglich umsetzen.

Eine tiefhängende Frucht zur Ankurbelung des Wasserstoffhochlaufs (und damit zur Dekarbonisierung!) wäre die zügige, praxistaugliche Umsetzung der RED III in den Bereichen Verkehr und Industrie.²⁸ Nach Art. 22a RED III muss bis 2030 mindestens 42 % des industriell genutzten Wasserstoffs aus erneuerbaren Quellen stammen, bis 2035 60 %. Die Bundesregierung zögert nach wie vor bei der Umsetzung, da sie die Quote als (zu) hoch erachtet. Dies ist zwar verständlich. Aber einerseits ist EU-Recht zwingend umzusetzen, und mit der Umsetzung der Verpflichtung auf der mitgliedstaatlichen Ebene, statt auf Unternehmensebene, könnte eine Überforderung einzelner Unternehmen verhindert werden. Andererseits ermöglicht die Richtlinie auch eine wenig beachtete deutliche Reduzierung der Quote: Die Quote kann nach Art. 22b RED III um bis zu 20 % gesenkt werden, sofern (a) der Mitgliedstaat bei seinem nationalen RES-Beitrag „on track“ liegt und (b) der Anteil fossilen Wasserstoffs ≤ 23 % (2030) bzw. ≤ 20 % (2035) bleibt. Damit kann die Zielgröße – bei Erfüllung beider Bedingungen – faktisch auf 33,6 %

22 EWI, Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern, 2024, S. 6 ff.

23 Dena, Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, 2024, S. 9 ff.

24 BMWK, Green Paper „Wasserstoffspeicher“, 2025, insbes. Kap. zu Modelloptionen und präferierte Nachfrageförderung, S. 38–55.

25 Studien beziffern das technisch erschließbare Biomethanpotenzial in Deutschland auf 40 – 71 TWh/a (dena, Biomethan im Gebäudesektor, 2025, S. 12 ff.) bzw. — bei Einbezug bestehender und geplanter Anlagen — auf 90 – 118 TWh/a (Llamas et al., Energy, Sustainability and Society, 2024, S. 5 – 9). Szenarien des BDEW gehen von bis zu 100 TWh/a möglicher Einspeisung bis 2030 aus (BDEW, Biomethanpotenziale, 2023, S. 3 f.); aktuell werden rund 10 TWh/a erzeugt (dena, Branchenbarometer Biomethan, 2025).

26 BNetzA, Festlegung „KANU 2.0“ – Anpassung kalkulatorischer Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten für Erdgasnetzinfrastrukturen (endgültige Festlegung v. 25.9.2024).

27 RL (EU) 2024/1788 v. 13.6.2024, insbes. Art. 56 (Hydrogen distribution network development plan; Unbundling-/DSO-Vorgaben) und Art. 57 (Network decommissioning plans for DSOs; Koordination, Repurposing, „Energy efficiency first“); VO (EU) 2024/1789 v. 13.6.2024, insbes. Art. 7 (Third-party access services concerning hydrogen network operators; ab 1.1.2033 regulierte Tarifierung) und Art. 8 (Third-party access to hydrogen storage and terminals; Transparenz-/Tarifregeln).

28 Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L, 2023/2413).

reduziert werden. Während die erste Bedingung für Deutschland einfach zu erfüllen wäre, ist die zweite Bedingung deutlich anspruchsvoller – setzt allerdings einen echten Anreiz, auf grünen Wasserstoff umzustellen.

Für den Verkehr verpflichtet Art. 25 Abs. 1 RED III die Mitgliedstaaten, bis 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien von mindestens 29 % oder eine THG-Minderung von 14,5 % sicherzustellen; innerhalb dessen ist ein Mindestanteil von 1 % RFNBOs am Endenergieverbrauch vorzugeben. Aufgrund der Dreifachanrechnung bestimmter RFNBO-Kraftstoffe ergibt sich daraus ein erheblicher Nachfrageimpuls. Die Umsetzung dieses Teils durch die Bundesregierung befindet sich im Verfahren.²⁹ Nach Berechnungen des BEE (2025) würde die vollständige Umsetzung dieser Vorgaben einen zusätzlichen Bedarf von rund 16 – 26 TWh RFNBO-H₂ in der Industrie sowie etwa 5 TWh im Raffineriesektor auslösen.³⁰

b) RFNBO-Nachweisregeln kostenbewusst fortentwickeln

Die Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und 1185³¹ präzisieren, unter welchen Bedingungen Strom für die Herstellung von RFNBOs als erneuerbar gilt. Sie definieren insbesondere Anforderungen der Additionalität (Art. 5), der zeitlichen Korrelation – zunächst monatlich, ab 2030 stündlich (Art. 6 Abs. 3) – und der geographischen Korrelation (Art. 7). Diese Regeln gewährleisten Systemintegrität, können aber in der Hochlaufphase erhebliche Zusatzkosten verursachen. Deswegen wäre es wünschenswert, dass die EU-Kommission diese Regeln – schon vor der vorgeschlagenen Review 2028 – pragmatischer und weniger streng ausgestaltet, zB um netzdienliche Betriebsweisen und eine stufenweise Öffnung der Strombezugskriterien zu ermöglichen – und damit insbesondere eine pragmatischere zeitliche Korrelation und die Anrechnung systemdienlicher Einspeisung auf die RFNBO-Nachweise. Berechnungen zeigen, dass so eine Kostenreduktion von 20 – 40 % erreicht werden kann.³²

Aber auch so lange die bestehenden EU-Kriterien gelten, kann bereits gehandelt werden: Um Elektrolyse wirtschaftlicher und netzdienlicher zu betreiben, sollten die nationalen Spielräume umfassend genutzt werden. Beispielsweise können zeitlich und räumlich begrenzte „Flex-Fenster“ bei Stromsteuer und Konzessionsabgabe, zeitvariable Netzentgelte, die Nutzung von Redispatch-Strom – etwa durch eine Weiterentwicklung des § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) – sowie eine vereinfachte Bilanzkreisführung für Elektrolyseure die Kosten deutlich senken, ohne die RED-III-Kriterien zu unterlaufen.³³ Diese Maßnahmen fördern zugleich die Systemintegration und vermeiden Abregelungen erneuerbarer Erzeugung.

c) Wasserstoff-Farbenlehre – ein gestufter Ansatz

Immer wieder wird gefordert, die „Verengung auf grünen Wasserstoff“ aufzugeben³⁴, wobei selten dargelegt wird, ob damit eine umfassende Gleichstellung aller Produktionsarten vertreten wird³⁵. Denn in der weitgehendsten Auslegung würde das bedeuten, keinerlei Differenzierung mehr vorzunehmen und Förderung und Abnahme(pflicht) auf „alle Farben“ des Wasserstoffs auszudehnen. Richtigerweise ist hier jedoch zu differenzieren zwischen rechtlichen Abnahmeverpflichtungen, die zu Recht grünen bzw. RFNBO-Wasserstoff adressieren, und Förderinstrumenten, welche „farbenblind“ ausgestaltet werden können. So richten sich die Nach-

fragepflichten der RED III in Industrie und Verkehr exklusiv auf erneuerbaren H₂ (RFNBO). Dies ist sachgerecht, um Investitionen in RFNBO-Projekte nicht zu entwerten, und aufgrund der breiteren Umlagebasis. Nationale Klimaschutzverträge oder andere Förderinstrumente können – und sollten – technologieneutraler sein. Allerdings adressieren die großen EU-Förderinstrumente – Hydrogen-Bank-Auktionen und H2Global – heute vor allem RFNBO-Projekte. Da mittlerweile der Delegierte Rechtsakt vom 8. Juli 2025 eine Methodik und Definition für „low-carbon hydrogen“ bereitstellt, scheint es zielführend, die Förderinstrumente auch auf Low-carbon Hydrogen auszuweiten – ggf. mit unterschiedlichen Fördersätzen. Eine Ausweitung auch der Quoteninstrumente scheint hingegen nicht angezeigt, da ansonsten der Hochlauf grünen Wasserstoffs aufgrund des höheren Preises nicht erfolgen dürfte, und bestehende Investitionen entwertet würden. Praktisch hat sich die Relevanz einer breiten „Farbenöffnung“ in Deutschland allerdings relativiert: Die geplante Norwegen-Deutschland-H₂-Pipeline (blauer Wasserstoff) wurde 2024 aus politischen und wirtschaftlichen Gründen gestoppt, und blaue Wasserstoffprojekte tun sich in Deutschland schwer – ob das Kohlendioxid-SpeicherG (KSpG) hier eine Trendwende bringen wird, scheint aufgrund der restriktiven Bedingungen fraglich.³⁶ Vor diesem Hintergrund erscheint eine Ausrichtung der Quoteninstrumente auf erneuerbaren H₂ sachgerecht; eine gezielte Öffnung für „low-carbon“ sollte jedoch für sämtliche Förderinstrumente erfolgen.

29 RED-III-Umsetzung Verkehr (DE): BMUV, Referentenentwurf, Zweites Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote v. 19.6.2025, (THG-Quote bis 2040: 53 %, entspricht > 77 % EE-Anteil nach RED-III-Methodik; Anpassungen §§ 37a ff. BImSchG, 37/38. BImSchV) – nach Verbändeanhörung in der Ressortabstimmung; Kabinettsbefassung laut Branchenangaben für das 1. Quartal 2026 avisiert.

30 BEE, Positionspapier Grüner Wasserstoff – Neue Impulse, 2025, S. 7 f.

31 Delegierte VO (EU) 2023/1184. Ferner Systemdienstleistungen/Redispatch-Öffnung Art. 4 Abs. 3. Delegierte VO (EU) 2023/1185: THG-Methodik Art. 4 – 7.

32 Vgl. Fraunhofer ISE, Wege zur Wasserstoffwirtschaft, 2023, dort Modellierungen zu Auslastungssteigerungen und LCOH-Reduktionen; BDEW, Positionspapier zu RFNBO-Kriterien, 2024, mit Verweis auf Fraunhofer-Berechnungen zu Mehrkosten von bis zu 2,40 EUR/kg bei strengen Vorgaben; Agora Energiewende, Making Renewable Hydrogen Cost-Competitive, 2023, Szenarien mit Kostensenkungen von 25 – 35 % bei gelockerten Matching-Regeln; Hydrogen Europe, Delegated Act Impact Assessment, 2023, Schätzung von bis zu 40 % Kostenvorteil durch pragmatische Umsetzung.

33 Vgl. BEE, Positionspapier Grüner Wasserstoff – Neue Impulse, 2025, S. 9 ff.; dort insbesondere Vorschläge zur Fortentwicklung des § 13k EnWG, zu Flexibilitätsfenstern, Redispatch-Strom, variablen Netzentgelten und Bilanzkreisvereinfachungen sowie zur Weiterentwicklung der EU-Kriterien für RFNBO-Strombezug (Delegierte VO (EU) 2023/1184).

34 BDEW, Anpassungen der Strombezugskriterien im Delegierten Rechtsakt für RFNBO-konformen Wasserstoff, 2025, S. 7 f.; Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor, 2024, Forderung nach breiterer Definition von ‚low-carbon hydrogen‘.

35 Vgl. aber Stiftung Umweltenergierecht, Würzburger Studien Nr. 32: Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft, 2023, S. 15 ff., dort zur Frage der rechtlichen Gleichbehandlung von RFNBO und anderen Wasserstoffarten; Europäischer Rechnungshof, Sonderbericht Nr. 11/2024: Industriepolitik der EU im Bereich erneuerbarer Wasserstoff, S. 28 ff., mit Kritik an der einseitigen Privilegierung von RFNBO und der Debatte um die Einbeziehung von ‚low-carbon hydrogen‘; DLR, Wasserstoff als Fundament der Energiewende – Teil 2, 2020, S. 42 ff., zur technologieoffenen Anerkennung verschiedener Wasserstofffarben. Die Literatur versteht ‚Gleichstellung‘ überwiegend als rechtliche und förderpolitische Gleichbehandlung unterschiedlicher Wasserstoffarten, wobei die konkrete Ausgestaltung (Quoten, Förderinstrumente, Infrastrukturzugang) meist nicht explizit behandelt wird.

36 Gesetz zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) vom 25. November 2025, BGBl. 2025 I Nr. 282, wonach eine Speicherung im Inland ausgeschlossen bleibt und aufgrund fehlender geeigneter Kapazitäten im deutschen Küstenmeer praktisch kein Raum für CO₂-Endlager besteht.

d) Zügige und zielführende Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets

Schließlich ist die zügige und zielführende nationale Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets³⁷ erforderlich, der entsprechende EnWG-Entwurf befindet sich momentan in der Ressort- und Verbändeabstimmung. Er wird ua eigenständige Regelungen für Wasserstoffnetze (Zugang, Entgelte, Unbundling), eine integrierte Netzentwicklungsplanung Gas/H₂, einschließlich lokaler Stilllegungs-/Transformations-/H₂-Verteilnetzpläne sowie Transformationsrechte der Verteilnetzbetreiber (ua Vermeidung eines anlasslosen Rückbaus, gelockerte Anschluss-/Benutzungszwänge) und klare Konzessions- und Verbraucherschutzvorschriften in Übergangsphasen verankern. Zusammen mit den bereits geänderten Abschreibungsregeln der BNetzA³⁸ entlastet dies VNB und Verbraucher und schafft Freiräume für die kommunale Wärme-/Transformationsplanung – ohne ein „GEG 2.0“, das Kommunen pauschal zur Stilllegung zwingt.³⁹

e) CO₂-Preissignal verstetigen, H₂-Zahlungsbereitschaft incentivieren

Das wirksamste marktwirtschaftliche Steuerungsinstrument bleibt der CO₂-Preis im europäischen Emissionshandel (ETS 1).⁴⁰ Bei grauem Wasserstoff fallen durchschnittlich rund 9 – 10 kg CO₂ pro kg H₂ an.⁴¹ Ein Zertifikatspreis von 100 EUR/t CO₂ erhöht somit dessen Kosten um etwa 1 EUR/kg H₂, während ein Preis von 150 EUR/t CO₂ bereits 1,5 EUR/kg H₂ bewirkt. Damit steigt die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff auch ohne zusätzliche Förderung spürbar. Laut Frontier Economics (2025) führen bereits ETS-Preise ab 120 EUR/t CO₂ zu einer wettbewerblichen Nachfrage nach grünem H₂ in der Grundstoffindustrie.⁴²

Zum Vergleich: Ein CO₂-Preis von 100 EUR/t CO₂ verteuert Erdgas in der Prozesswärme um ca. 20 EUR/MWh, Heizöl um 27 EUR/MWh und Steinkohle um 34 EUR/MWh.⁴³ Steigende Zertifikatspreise erhöhen somit die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff gegenüber sämtlichen fossilen Energieträgern – nicht nur gegenüber grauem H₂, sondern auch in industriellen Brennstoff- und Wärmeanwendungen.

Aktuelle Auktionsergebnisse der EU-Hydrogen-Bank zeigen, dass bei günstigen Standorten (zB Iberische Halbinsel) Produktionskosten von 5 – 6 EUR/kg erreichbar sind, allerdings nur unter optimalen Bedingungen und häufig mit Förderprämien zwischen 0,3 und 0,6 EUR/kg.⁴⁴ In Deutschland liegen die Marktpreise nach Transport- und Umwandlungskosten weiterhin deutlich höher; der ETS-Preis bleibt daher entscheidend, um Nachfrage und Investitionen marktbasierend anzureizen.

Selbstredend ist die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in der Transformation durch geeignete Maßnahmen wie der kostenlosen Zertifikatszuteilung aufrechtzuerhalten. Ohne die Fortsetzung der Verknappung der Zertifikate mit entsprechenden Auswirkungen auf fossile Konkurrenzprodukte wird der Wasserstoffhochlauf aber nicht erfolgreich sein können – dazu reichen schlicht die verfügbaren Fördergelder nicht.

3. Eine kluge Förderpolitik

Dritte Voraussetzung für die Erreichung der Klimaziele ist eine kluge Förderpolitik. Für den Hochlauf braucht es beides

– Mengen- und Preisinstrumente: Mengeninstrumente (zB Quoten/Leitmärkte) schaffen verlässliche Nachfrage, senken aber die Gestehungskosten kurzfristig nicht, auch wenn sie mittel- und langfristig durch Skaleneffekte dazu beitragen können, und jedenfalls die Endkundenpreise um einen festen Faktor senken. Die Mehrkosten werden in der Einführungsphase typischerweise über Umlagen/Zertifikate weitergereicht. Preisinstrumente (zB CfD/Prämienauktionen, H₂Global, EU-Hydrogen-Bank) schließen die (verbleibende) Kostenlücke und stabilisieren künftige Erlöse. Das senkt Risikoprämien und den WACC (Kapitalkosten), macht Projekte bankfähig (Bankability) und reduziert damit die aufschlagspflichtige Restdifferenz, die sonst über Preise/Umlagen getragen werden müsste.⁴⁵ Werden beide Ansätze parallel eingesetzt, muss allerdings Doppelförderung (Nachfragepflicht *plus* Preiszuschlag) vermieden werden. Nach dem neuen EU-Beihilferahmen (CISAF 2025) ist Kumulation zulässig, wenn eine Überkompensation ausgeschlossen und ex-ante Anrechnungsmechanismen festgelegt sind.⁴⁶ Die Hydrogen-Bank-Auktionen erlauben Kumulation im Rahmen des Beihilferechts; nationale Fördervorteile sind anzurechnen.⁴⁷

Zweckmäßig ist somit eine Kombination beider Instrumentarien: Preisförderung, um Bankability herzustellen und Risikokosten zu drücken, mengenbasierte Instrumente (zB fokussierte Quoten/Leitmärkte) für den Roll-out.

37 Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Neufassung) (ABl. L, 2024/1789) (recast; ua Aufhebung der VO (EG) Nr. 715/2009); Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) (ABl. L, 2024/1788) (ersetzt RL 2009/73/EG; Umsetzungsfrist idR 2 Jahre).

38 BNetzA, Festlegung „KANU 2.0“ – Anpassung kalkulatorischer Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten für Erdgasnetzinfrastrukturen (Konsultationsentwurf v. 17.7.2024; endgültige Festlegung v. 25.9.2024).

39 Vgl. dazu BMWK, Green Paper „Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“ (13.3.2024) – offizielles Diskussionspapier mit Handlungsoptionen zu Stilllegung, Rückbau, Konzession, Wärmeplanung. Zur Problematik vgl. auch Agora Energiewende (mit BET und Büdenbender), Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilernetze – Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfähige Transformation, 2023, S. 34 ff.; Hölscher N&R 2025, 83 ff.; Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Stellungnahme zum BMWK-Green Paper „Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“, 2024.

40 Seine Rechtsgrundlage bildet die RL 2003/87/EG, zuletzt geändert durch RL (EU) 2023/959.

41 IEA, Global Hydrogen Review 2024, 2024, S. 46 f.

42 Vgl. Frontier Economics, Concept of a Green Gas Quota, Gutachten für Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V., 2025, S. 28 ff., dort Modellierung zur Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff bei ETS-Preisen ab 120 EUR/t CO₂; ergänzend Ariadne-Projekt, Hydrogen in the Reformed EU ETS – Implications for Competitiveness and Emissions Reductions, 2025, S. 10 ff., mit ähnlichen Schwellenwerten für die Grundstoffindustrie.

43 Anhang VI VO (EU) 2018/2066; eigene Berechnung.

44 Europäische Kommission, Pressemitteilung zur 2. Auktionsrunde der Hydrogen-Bank, 2024.

45 Zur Rolle von Preisinstrumenten bei der Schließung der Kostenlücke und der Senkung von Investitionsrisiken vgl. BDEW, Diskussionspapier: Pilotauktion Europäische Wasserstoffbank, 2024 (deutsche Fassung); UK Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), CfD Scheme – Evaluations and Reforms (AR7), 2024/2025.

46 Europäische Kommission, Framework for State aid measures to support the Clean Industrial Deal (CISAF) (ABl. C, C/2025/3602, Rn. 128 ff.).

47 Europäische Kommission, Innovation Fund – Hydrogen Auction IF24/IF25, Terms & Q&A, 2024/2025, Vorgaben zur Kumulation/Anrechnung.

a) Instrumente zur Absicherung von Preisrisiken

Notwendig zur Skalierung des Wasserstoffhochlaufs sind – jedenfalls in der Anlaufphase – Instrumente zur Absicherung von Preisrisiken. Bewährt haben sich auktionierte Preisinstrumente wie die EU-Hydrogen-Bank (Fixprämien pro kg für zertifizierte Mengen)⁴⁸ sowie Klimaschutzverträge/CCfD für industrieseitige Prozessumstellungen.⁴⁹ Ergänzend wirken Doppelauktionen nach dem H2Global-Prinzip (langfristige Ankaufs- vs. kurzfristige Verkaufsauktion, Ausgleich der Differenz).⁵⁰ Neben Auktionen kommen administrierte Differenzmechanismen in Betracht, die den Gap zwischen LCOH und Zahlungsbereitschaft projektindividuell ausgleichen (zB variable Prämien mit Strike-/Reference-Preis-Logik) und damit WACC und Baurisiken reduzieren. Vergleichbare Ansätze sind aus dem britischen Hydrogen-Business-Model (LCHA) und dem niederländischen SDE++-System bekannt.⁵¹ Für die Lieferkette ist schließlich zu erwägen, Midstream-Preisrisiken (Transport, Speicher, Terminals) über garantierte Preisfenster, Floor-Price-Klauseln, teilweise Abnahmegarantien oder portfoliobasierte Intermediärmodelle zu mitigieren.⁵²

b) Mengenbasierte Instrumente

aa) Mengenbasierte Grüngasquote

In der energiepolitischen Diskussion liegen inzwischen zahlreiche Vorschläge zur Einführung einer Grüngasquote vor. Diese lassen sich in zwei Grundtypen unterteilen: treibhausgasbasierte Quoten (THG-Quoten mit handelbaren Zertifikaten)⁵³ und mengenbasierte Quoten (Pflicht zur physischen Beimischung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase)⁵⁴. Mengenbasierte Ansätze sind zumindest dann zweckmäßiger, solange der CO₂-Preis unter den Vermeidungskosten für grüne Gase liegt – andernfalls wäre es für Inverkehrbringer wirtschaftlich rational, ETS-Zertifikate zu erwerben, anstatt physisch erneuerbare Gase zu beschaffen.⁵⁵

Die mengenbasierte Grüngasquote verpflichtet Erdgas-Inverkehrbringer, erneuerbare und kohlenstoffarme Gase (Biomethan, RFNBOs, LCFs) anhand energetischer Anteile beizumischen. Unterquoten – etwa je 1,25 % für RFNBOs und LCFs – können den Markthochlauf stabilisieren. Eine dynamische Anhebung bei sinkenden Kostendifferenzen koppelt die Zielwerte an reale Marktbedingungen. Ein Treuhand-Pönalesystem mit Rückzahlung bei späterer Übererfüllung begrenzt Verbraucherkosten und schafft Investitionssignale.⁵⁶

bb) Zielführend ausgestaltete Leitmärkte

Leitmärkte können als zweite Säule der Nachfragestimulation dienen. Im (von der Ampel) geplanten Vergabetransformationsgesetz sollte die öffentliche Beschaffung als Regelfall (und nicht als Option, vgl. § 59 VgV) stärker an Nachhaltigkeits- und Lebenszykluskriterien ausgerichtet werden⁵⁷; dadurch kann die Nachfrage nach H₂- und Derivate-Produkten systematisch in Beschaffungsvorgänge integriert werden. Das knüpft an den im Kreislaufwirtschaftsgesetz (§ 45 Abs. 2 KrWG) bereits verankerten Grundsatz an, wonach öffentliche Auftraggeber Erzeugnisse mit höherem Anteil an recycelten oder ressourcenschonend hergestellten Materialien zu bevorzugen haben. Ein solcher Lebenszyklusansatz eröffnet auch die Möglichkeit (oder Verpflichtung), CO₂-arme Energieträger in Vergabeverfahren zu berücksichtigen – etwa über Produkt- oder Energieträgeretikettierung bzw. CO₂-Fußabdruckbewertung wie etwa das branchengetragene Low Emission Steel Standard-Label (LESS) für grünen

Stahl.⁵⁸ Nach dem Entwurf des Vergabebesleunigungsgesetzes besteht nunmehr eine Verordnungsermächtigung der Bundesregierung, Leitmärkte durch verbindliche Anforderungen an die Beschaffung klimafreundlicher Leistungen festzulegen.⁵⁹ Flankierend wirken die RED-III-Sektorziele (Art. 22 ff. Industrie, Art. 25 ff. Verkehr), die den Einsatz erneuerbarer Moleküle in diesen Bereichen verbindlich vorgeben.

c) Kostendimension

Der Wasserstoffhochlauf ist nicht zum Nulltarif zu haben. Um die gesamtwirtschaftlichen Kosten abzuschätzen, bedarf es zahlreicher Annahmen (Mengenpfad, CO₂-Preis als Treiber der Zahlungsbereitschaft, Ausgestaltung der Förderinstrumente). Seriöse Prognosen weisen deshalb Bandbreiten aus. Eine aktuelle EWI-Studie beziffert die jährliche Finanzierungslücke – dh die Differenz zwischen Break-even-Preisen der Anwendungen und erwarteten H₂-Marktpreisen – für das Modelljahr 2030 je nach Preisszenario auf rund 2 – 10 Mrd. EUR, für 2045 auf rund 30 – 100 Mrd. EUR (hö-

48 Europäische Kommission, European Hydrogen Bank – Pilot Auction Results, 2024 (Ergebnisse der ersten IF-Auktion; Fixprämien pro kg).

49 BMWK, Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference) – Programmüberblick, 2023/2024 (Zweck, Kostenlückenausgleich für Industrieprozesse).

50 H2Global-Stiftung, Das H2Global-Instrument: Doppelauktion für Wasserstoffderivate, 2022 (Grundkonzept und Intermediärmodell).

51 UK Government (DESNZ), Low-Carbon Hydrogen Agreement (LCHA) – Policy Design and Standard Terms, 2023/2024 (variable Prämie = Strike minus Reference; Indexierung, Mengenregeln); Netherlands Enterprise Agency (RVO), SDE++ – Förderung für Elektrolyse: Gleitende Prämie und Referenzpreislogik, 2024.

52 Vgl. dena, Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, 2024, zu Garantiemodellen für Speicher; EWI, Die Finanzierungslücke im Wasserstoffmarkthochlauf, 2024, zu Abnahmegarantien und Intermediärmodellen; EWI, Low-Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis, 2025, zu techno-ökonomischen Rahmenbedingungen und Preisgarantien; Fraunhofer IEG, Leerlauf ist gefährlich für die Finanzierung des Wasserstoff-Kernetzes, 2024, zu Floor-Price-Mechanismen; Frontier Economics, Finanzierungsmechanismus für Wasserstoffspeicher, 2024, zu Intermediär- und Garantieansätzen.

53 Frontier Economics, Konzeption einer Grüngasquote – Eine THG-Minderungsquote für den Gassektor, Bericht für Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e. V., 2025 (handelbare THG-Quote, Banking/Borrowing, Pönale je t CO₂); vgl. auch Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft e. V., Positionspapier „Grüngasquote“, 2024 (Anlehnung an handelbare Quotenlogik wie im Verkehrssektor; Anforderungen an HkN/„book & claim“).

54 Bergt/Rimkus (SPD), Vorschlag einer nationalen Grüngasquote (öffentl. vorgestellt 8/2023): Verpflichtung der Erdgas-Inverkehrbringer auf einen anteiligen Einsatz neuer Gase mit ansteigendem Quotenpfad bis 2045; Bemessung auf der Gasmenge (energetischer Anteil), jährliche Erfüllung, Pönale bei Nichterfüllung. Vgl. auch Initiative Grüngasquote – branchenübergreifendes Bündnis zu zielgerichteter physischer Nachfrage nach erneuerbaren Gasen. Einen ähnlichen Vorschlag macht das Unternehmen TES – Tree Energy Solutions.

55 EWI, Analysing the Impact of a Renewable Hydrogen Quota, 2021, S. 18 ff., zur Mechanik handelbarer Zertifikate und der Kostentragung durch Zertifikatskauf; Frontier Economics, Konzeption einer Grüngasquote – Eine THG-Minderungsquote für den Gassektor, 2025, S. 12 ff., zur Ausgestaltung einer handelbaren THG-Quote mit Banking/Borrowing und Sekundärhandel; Agora Energiewende, Factsheet Grüngasquote, 2025, S. 2, zur Erfüllung ohne zwingende physische Beimischung auf Netz-/Anwender-Ebene.

56 So der TES-Vorschlag, E-World Magazine 2026, S. 3.

57 § 120a Abs. 1 GWB-RegE (BT-Drs. 20/14344) zum Vergaberechtsreformationsgesetz (VergRTransfG).

58 Low Emission Steel Standard (LESS), Initiative der deutschen Stahlindustrie (ua Wirtschaftsvereinigung Stahl, TÜV SÜD, thyssenkrupp Steel), 2025; abrufbar unter: <https://www.less-standard.org>.

59 § 113 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 GWB-E (Vergabebesleunigungsgesetz, Kabinettsentwurf v. 6.8.2025) – Verordnungsermächtigung zur Festlegung verbindlicher Anforderungen an die Beschaffung klimafreundlicher Leistungen; BT-Drs. 21/3823. Siehe ferner Bundesregierung, Pressemitteilung zum Stahlgipfel im Kanzleramt, 2025 (Ankündigung der Nutzung der Verordnungsermächtigung und Bezug auf das „LESS-Label“).

herer CO₂-Preis/fossile Brennstoffpreise reduzieren die Lücke).⁶⁰ Unterstellt man – wie im Beitrag argumentiert – realistischere Abnahmemengen (va Stahl/Prozesschemie, H₂-fähige Spitzenlastkraftwerke, Nischen im Verkehr) und einen „helfenden“ CO₂-Preis (ETS-1-Signal) sowie ein kluges Förderdesign (Preis- und Mengeninstrumente), erscheinen jährliche Budgetbedarfe im einstelligen bis niedrigen zweistelligen Milliardenbereich und kumulierte Größenordnungen im zweistelligen oder niedrigen dreistelligen Milliardenbereich bis Mitte der 2030er Jahre plausibel – überschaubar im Lichte des Klimaschutz- und Resilienznutzens und der industrie-/technologiepolitischen Lernkurven – und im Vergleich zu anderen Bereichen.

IV. Fazit und Ausblick

Ein erfolgreicher Wasserstoffhochlauf verlangt die klare Einbeziehung von Wasserstoff als einem Baustein der Energie-

wende, der nur in einer gesamtsystemischen Sicht sinnvoll und realistisch quantitativ und qualitativ eingeordnet werden kann, und einen Dreiklang an Instrumenten: (1) eine verlässliche, staatlich regulierte „atmende“ Infrastruktur, bestehend aus Transportnetzen, Verteilnetzen, Speichern und Elektrolyseuren, (2) einen pragmatischen Regulierungsrahmen mit verlässlichem CO₂-Preissignal und Flexibilitätsinstrumenten sowie (3) eine kluge, befristete Förderpolitik, die Volumen- und Preisrisiken adressiert. Gelingt dieser Dreiklang, lassen sich Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit miteinander versöhnen und die Klimaneutralität 2045 erreichen – bei kontrollierbaren Kosten. ■

60 EWI, Die Finanzierungslücke im Wasserstoffmarkthochlauf – The financing gap in the hydrogen market ramp-up: analysis of demand and price scenarios, Forschungsbericht, 2024, S. 1 ff., dort zur jährlichen Finanzierungslücke von rund 2 – 10 Mrd. EUR (2030) bzw. 30 – 100 Mrd. EUR (2045) je nach Preisszenario.

Louis Johns, Berlin*

Die Bedarfsplanung nach §§ 12a ff. EnWG im Lichte der Klimatransformation

Eine Planung des Stromübertragungs- sowie Gasfernleitungsnetzes, das den Anforderungen der Klimatransformation genügt, erfordert eine verstärkte Berücksichtigung von Unsicherheiten. Dies unterscheidet sich von dem aktuellen Planungsprozess durch ggf. höhere Anfangsinvestitionen, die eine resilientere Planung bei einem unbekanntem Zielzustand sowie das Offenhalten eines möglichst großen Optionenraums für das Zieljahr 2045 ermöglichen. Eventuell kann ein „Planen in Optionen“ ohne Gesetzesänderung der §§ 12a ff. EnWG bereits durch eine Auslegung unbestimmter Rechtsbegriffe im Gesetzeswortlaut erreicht werden, welche die Klimatransformation stärker berücksichtigt. Dieser Weg könnte einen geringeren zeitlichen und administrativen Aufwand haben als eine Gesetzesänderung, ist allerdings mit mehr Rechtsunsicherheit verbunden.

I. Einleitung

Der Energiesektor muss bis 2045 dekarbonisiert werden. Doch wie sieht das dafür erforderliche Strom- und Gas bzw. Wasserstoffnetz der Zukunft aus? Welchen Energiemix wird es geben, wie verlaufen die Leitungen, welche Technologien kommen zum Einsatz? Die Antworten auf diese Fragen wären angesichts der hohen Investitionssummen und langen Investitionszyklen von Energieinfrastrukturen von unschätzbarem Wert, sind aktuell aber, wie jeder Blick in die Zukunft, vor allem eines: unsicher. Wie geht das rechtliche System, das den Rahmen für diese Planungsprozesse schafft, damit um und werden Unsicherheiten dabei angemessen berücksichtigt? Wäre ein veränderter Umgang mit Unsicherheiten im aktuellen Gesetzesrahmen möglich, allein durch ein im Lichte der Klimatransformation angepasstes Verständnis von Planungskenngrößen wie „bedarfsgerecht“, „wirksam“ oder „erforderlich“?

Einleitend ist darauf hinzuweisen, dass das rechtliche System der Planung von Energieinfrastrukturen zwischen Übertragungs- (bzw. Fernleitungs-) und Verteilnetzebene unterschei-

det. Beide Ebenen sind für die Klimatransformation des Energiesektors von hoher Bedeutung, ebenso herrschen Interdependenzen zwischen den Netzebenen¹, die eine integrierte Betrachtung des gesamten Energiesystems aufdrängen. Die vorliegende Untersuchung beschränkt sich jedoch auf die Ebene des Übertragungs- sowie Fernleitungsnetzes. Die Planung des Übertragungsnetzes nach §§ 12a ff. EnWG sowie des Fernleitungsnetzes für Gas und Wasserstoff nach §§ 15a ff. EnWG geschieht im Stromsektor im Dreischritt Szenariorahmen (SzR), Netzausbauplan (NEP), Bundesbedarfsplan und im Gassektor mittels SzR und NEP. Im Mai 2024 wurde durch Gesetzesänderung² der Planungsprozess auf Gas-Seite an den Prozess aus dem Stromsektor angepasst sowie die Planung von Gas und Wasserstoff zusammengelgt. Seitdem laufen die Prozesse zur Planung von Energieinfrastrukturen auf Ebene des Übertragungs- und Fernlei-

* Louis Johns ist stellv. Bereichsleiter der Forschungsakademie am Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) und Doktorand an der Universität Greifswald. Der Beitrag basiert teilweise auf Erkenntnissen aus der Studie von Vorwerk/Beckers/Westphal/Bieschke/Hermes, Energiewende, Sektorenkopplung und Infrastrukturen – Eine institutionenökonomische Analyse der zukünftigen (Infrastruktur-)Planung und Finanzierung unter Berücksichtigung juristischer Aspekte, 2023, abrufbar unter: https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2023/vorwerk_et_al_2021-2023-energiewende_sektorenkopplung_infrastrukturen-v700ext.pdf, die im Rahmen des vom BMWV beauftragten Projektes „Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung“ (AIRE) entstand sowie teilweise auf Erkenntnissen aus dem Projekt „Integrierte und robuste sowie resiliente Planung der Energieinfrastrukturen im Rahmen der Systementwicklungsstrategie“ (Interplan/SES) im Auftrag des BMWV (Bericht abrufbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/systementwicklungsstrategie-planung-energieinfrastrukturen-endbericht-august-2025.pdf?__blob=publicationFile&cv=4).

1 Etwa durch steigende Lasten auf Verteilnetzebene durch vermehrte dezentrale Stromerzeugung, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur für E-Mobilität sowie kommunale Wärmepläne.

2 Artikel 1 Zweites Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 14. Mai 2024, BGBl. 2024 I Nr. 161.