



TransHyDE

Möglichkeiten zur rechtlichen
Steuerung systemdienlicher
Elektrolyse-Standorte

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Autorinnen und Autoren

Cäcilia Gätsch – cruh21 GmbH

Jolando Kisse – Universität Kassel, Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze

Dr. Joshua Fragoso García – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Benita Stalman – cruh21 GmbH

Mit besonderem Dank an die Reviewer

Univ.-Prof. Dr. Tabea Arndt – Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Technische Physik (ITEP)

Disclaimer

Die Erarbeitung des Positionspapiers erfolgte durch eine ausgewählte Autorenschaft aus dem Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE. Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Leitprojekts wider.

Impressum

Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE
Geschäftsstelle Kommunikation und Koordination
E-Mail: koordination@transhyde.de

Webseite:
www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde
Linked-In: Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

cruh21 GmbH
Erste Brunnenstraße 1
20459 Hamburg

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen
und Geothermie IEG
Gulbener Straße 23
03046 Cottbus

Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Stiftstraße 34-36
45470 Mülheim an der Ruhr

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	S.4
01 Die Bedeutung systemdienlicher Elektrolyse im Kontext der Energiewende	S.5
02 Anforderungen an die Systemdienlichkeit und abzuleitende Standortempfehlungen	S.7
03 Gesetzliche Anknüpfungspunkte für die Steuerung systemdienlicher Elektrolyse bis 2030	S.11
3.1. Förderausschreibung im Rahmen von § 96 Nr. 9 WindSeeG	S.12
3.1.a. Lage im H ₂ -Vorzugsgebiet ist Fördervoraussetzung	S.12
3.1.b. Quotenmodell	S.12
3.1.c. Bonus-Malus-System	S.12
3.1.d. Bewertung der Instrumente im Hinblick auf Zielgenauigkeit und Markthochlauf	S.12
3.2. Flankierende Maßnahmen	S.13
3.2.a. Versteigerung von Überschussstrom nach § 13k EnWG	S.13
3.2.b. Privilegierung bei den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG	S.13
3.2.c. Baukostenzuschuss	S.14
3.2.d. Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone	S.14
04 Fazit	S.15

Executive Summary

Ziel der Kurzanalyse ist es, rechtliche Instrumente für eine systemdienliche Allokation von Elektrolyseuren zu erörtern sowie deren mögliche gesetzliche Verankerung aufzuzeigen. In Abgrenzung zu der vom BMWK in Auftrag gegebenen consentec-Studie „Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff“,¹ in der mögliche Anreizinstrumente in der Breite beleuchtet werden, soll der Fokus dieser Analyse auf der Ausgestaltung des § 96 Nr. 9 WindSeeG (Ausschreibung systemdienlicher H₂-Vorzugsgebiete) liegen, da diese Regelung in der zu betrachtenden frühen Markthochlaufphase bis 2030 als am zielführendsten bewertet wird. Elektrolyseure können bei netzdienlicher Fahrweise und geeigneter Platzierung das Stromnetz² bei (drohenden) Engpässen entlasten und ein Abregeln der elektrischen Erzeugungsanlage verhindern, indem sie die erzeugbare Grüne Energie in einen (zeitlich) nicht unmittelbar erforderlichen anderen Energieträger umwandeln. Damit wird die Nutzung der Erneuerbare Energien (EE) Anlagen maximiert und die große Menge Grüner Energie, die zur Dekarbonisierung der Volkswirtschaft erforderlich ist, leichter erreicht.

Der Begriff Systemdienlichkeit umfasst nach dem hier zugrunde gelegten Verständnis im Wesentlichen den Aspekt der Stromnetzdienlichkeit. Darüber hinaus ist eine räumliche Korrelation zum

künftigen Wasserstoffkernnetz erforderlich, um die Moleküle zu den Verbrauchszentren transportieren zu können. Weitergehende Faktoren, wie etwa die Nutzung der Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff sind aus Gründen der Effizienz zwar sinnvoll. Allerdings würde die Berücksichtigung zu vieler unterschiedlicher Faktoren im Rechtsrahmen die Anforderungen an den Elektrolyse-Standort überladen und sich so möglicherweise sogar kontraproduktiv auf den Grünen Wasserstoffhochlauf auswirken. Darüber hinaus werden Faktoren wie Abwärmenutzung und die Nähe zum Wasserstoffkernnetz aufgrund von Wirtschaftlichkeitserwägungen akteursseitig ohnehin schon berücksichtigt und benötigen somit keiner weiteren Steuerung. Diese Faktoren werden für die vorliegende Ausarbeitung daher als nachrangig eingestuft. Anders verhält es sich dagegen mit dem Kriterium der Stromnetzdienlichkeit: Da Engpässe im Stromnetz bislang nicht über den Strompreis an den Projektierer weitergegeben werden oder umgekehrt eine Verhinderung von Engpässen im Stromnetz preislich belohnt wird, sind sie nicht Bestandteil von dessen betriebswirtschaftlicher Entscheidung. Daher sollten gerade mit Blick auf die Stromnetzdienlichkeit Standortanreize für Elektrolyseure gesetzt werden, um Redispatch-Kosten und die Abregelung der erneuerbaren Energien zu senken.

¹ Consentec, Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff, Juni 2023; abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=6

² Der Begriff „Strom“ wird in der Kurzanalyse aus Gründen der Leserfreundlichkeit synonym zu den technisch präziseren Begriffen „Elektrizität“ und „Energie“ verwendet.

1

Die Bedeutung systemdienlicher Elektrolyse im Kontext der Energiewende

Die Defossilisierung der Volkswirtschaft bedingt eine **vollständige Versorgung der Sektoren Strom, Wärme, Kälte, Mobilität und Industrie mit erneuerbaren Energien**. Voraussetzung hierfür ist unter anderem ein massiver Ausbau von Wind- und Solaranlagen sowie eine Anpassung der gesamten Energieinfrastruktur an deren **Dezentralität und Volatilität**. Wegen des unzureichend erfolgenden Netzausbaus kann heute nur ein Teil der nachhaltig erzeugten elektrischen Energie genutzt werden. Sobald die Menge an erneuerbarem Strom (EE-Strom) die Aufnahmekapazität der Übertragungsnetze übersteigt, müssen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden. Dies führt einerseits dazu, dass für die Defossilisierung benötigter und an sich zur Verfügung stehender **EE-Strom ungenutzt** bleibt. Andererseits werden infolge der Abregelung hohe Entschädigungszahlungen, sog. **Engpassmanagementkosten**, fällig. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen im dritten Quartal 2023 bei 602 Mio. Euro.³ Zur Bewältigung dieses Problems bieten **Elektrolyseure** wesentliche **Flexibilitätspotenziale**. Als teilflexible Energiewandler können sie Schwankungen im Stromangebot ausgleichen, indem sie beispielsweise in Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig drohenden oder (dadurch) entstehenden Netzengpässen die so entstehende Überschussleistung abnehmen und zur Wasserstoffproduktion nutzen.⁴ Andererseits besteht bei einer **unkoordinierten Errichtung von**

netzgebundenen Elektrolyseuren die Gefahr, dass der für die Elektrolyse benötigte Strom über bestehende Netzengpässe hinweg zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen transportiert werden muss, was zu einer **Verschärfung der Netzengpassproblematik** führen würde. Soweit nämlich keine explizit anderen Anreize und Steuerungsinstrumente implementiert sind, ist davon auszugehen, dass Verbraucher an einer verbrauchsnahe Elektrolyse interessiert sein dürften. Einzelne Akteure könnten insofern beginnen, unkoordiniert und nur am eigenen Verbrauch orientiert, Elektrolyseanlagen zu errichten. Insgesamt wird deutlich, dass bei einem unkoordinierten, die Wirkungen im jeweils anderen System außer Acht lassenden Vorgehen und möglichem ungesteuertem Investitionsverhalten signifikante externe Effekte zu erwarten sind, die ggf. zu volkswirtschaftlich suboptimalen Entscheidungen bzgl. Standortwahl und Betriebsweise für Elektrolyseure führen könnten.⁵

Für das Gelingen der Energiewende hat die systemdienliche Ansiedlung von Elektrolyseuren damit immense Bedeutung. Vor diesem Hintergrund bezeichnet auch die **Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS 2023)** Elektrolyseure als „variable und systemdienliche Stabilisatoren bzw. flexible Lasten“, die zur netzdienlichen Integration fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem beitragen und gleichzeitig den Ausbaubedarf des Stromnetzes reduzieren.⁶

³ Siehe Q3-2022 Bericht der Bundesnetzagentur unter:

https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Q3_2023_Quartalsbericht_Netzenengpassmanagement.pdf

⁴ Siehe den Bericht „Handlungsempfehlungen der Bundesregierung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität“, 03.02.2023, S. 7, unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/055/2005555.pdf>.

⁵ Consentec, Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff, Juni 2023; abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 4.,

⁶ Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie 2023, S. 4.

Ebenso wird die besondere Bedeutung von **Elektrolyseuren als Flexibilitätsoption im Stromsystem** im zweiten Entwurf des **Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045** (NEP-E) erkannt: Der NEP-E geht davon aus, dass bei einer installierten Elektrolyse-Leistung zwischen 50 und 80 GW im Jahr 2045 ein erheblicher Teil des Wasserstoffbedarfs durch inländische H₂-Produktion abgedeckt werden kann. Dabei sollten Elektrolyseure so platziert werden, dass sie möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. **Standorte sollten so gewählt werden, dass durch Elektrolyse**

hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden.⁷ Während der NEP damit eine langfristige Perspektive einnimmt, sollen laut NWS-Fortschreibung bereits *kurzfristig* die Weichen für eine systemdienliche Wasserstoff-Elektrolyse gestellt und **bis 2030 ein Großteil der zu errichtenden Elektrolyseure systemdienlich** verortet und betrieben werden.⁸

⁷ https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf, S. 40.

⁸ NWS-Fortschreibung, S. 24.

2

Anforderungen an die Systemdienlichkeit und abzuleitende Standortempfehlungen

Trotz der hohen Relevanz einer systemdienlichen Verortung von Elektrolyseuren lässt der Begriff der Systemdienlichkeit aktuell noch großen Spielraum offen. Entsprechend ist auch die Bundesregierung noch mit der Erarbeitung der genauen Anforderungen an systemdienliche Elektrolysestandorte und Betriebsweisen im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem (PKNS) und der Systementwicklungsstrategie (SES) befasst.⁹

Eine technoökonomische Modellierung des Energiesystems im Rahmen des TransHyDE-Projektes Systemanalyse gibt Hinweise auf mögliche systemdienliche Standorte von Elektrolyseuren und das Redispatch-Vermeidungspotenzial.

Im Rahmen des TransHyDE-Projektes Systemanalyse wurde das Systemmodell Enertile¹⁰ verwendet, um die Leistungsanteile der verschiedenen Energienetze unter dem Gesichtspunkt der Kostenoptimierung für das Jahr 2035 zu ermitteln. Die hier dargestellte Analyse umfasst zwei verschiedene Wasserstoff-Nachfrageszenarien: ein mittleres und ein hohes. Das mittlere Nachfrageszenario berücksichtigt hauptsächlich den Bedarf der Wasserstoffindustrie an Rohstoffen und Hochtemperaturprozessen. Das Szenario mit hohem Bedarf umfasst die Verwendung von Wasserstoff in anderen industriellen Prozessen, im Fernverkehr und zum Heizen im tertiären Sektor und in Gebäuden. Enertile berechnet die Produktion von elektrischer Energie, Wasserstoff und Wärme sowie die für jedes Nachfrageszenario erforderliche Speicherkapazität. Der Wasserstoff- und Stromhandel zwischen den Regionen wird als Nettotransferkapazitäten

(NTCs) ermittelt. Abbildung 1 veranschaulicht den Wasserstoffhandel innerhalb Europas für das mittlere Nachfrageszenario im Jahr 2035 und zeigt einen erheblichen Zufluss von Wasserstoff aus den Randregionen nach Mitteleuropa. Zu den wichtigsten Exporteuren gehören Spanien, Portugal und Norwegen, deren Handelsvolumen rund 40 TWh erreicht. Dieses Verhalten wird auf die reichlich vorhandenen Solar- und Windkraftressourcen in diesen Regionen zurückgeführt, die eine kostengünstige Wasserstoffproduktion ermöglichen.

Fokussiert auf Deutschland, wurde das Land für eine detailliertere Analyse in sechs Regionen unterteilt.¹¹ Abbildung 2 zeigt die beiden Szenarien mit mittlerem und hohem Wasserstoffbedarf. Im Szenario mit mittlerem Bedarf konzentriert sich die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse auf Norddeutschland. Die westliche Region, in der die größte Nachfrage nach Wasserstoff besteht, erhält das größte Angebot. Im Szenario mit hohem Bedarf fließt der Wasserstoff weiterhin von Norden nach Süden. Der Ausbau der Elektrolyseurkapazitäten im Norden ermöglicht eine höhere Produktion. Darüber hinaus verfügen die zentralen und östlichen Regionen über kleinere installierte Kapazitäten, die nur einen Bruchteil der jeweiligen Nachfrage decken. Die südlichen und westlichen Regionen hingegen importieren hauptsächlich Wasserstoff. Es ist erwähnenswert, dass Deutschland in beiden Szenarien ein Wasserstoff-Importeur bleibt und Wasserstoff aus Nachbarländern wie Frankreich, Dänemark und Polen bezieht.

⁹ NWS-Fortschreibung, S. 24.

¹⁰ Für weitere Informationen besuchen Sie bitte <https://enertile.eu/enertile-en/index.php>

¹¹ Die sechs Regionen wurden im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien“ definiert und stellen keine Empfehlung für eine Gebotszonenaufteilung dar. Sie sollen lediglich eine genauere Analyse innerhalb Deutschlands ermöglichen. Limitierungen der Transportkapazität für elektrischer Energie zwischen diesen Regionen werden bei der Optimierung berücksichtigt und beeinflussen die Ausbauentscheidungen.

Wasserstoffhandel in TWh

- <6
- 6 - 12
- 12 - 18
- 18 - 24
- 24 - 30
- 30 - 36
- 36 - 42
- 42 - 48
- 48 - 54
- >54

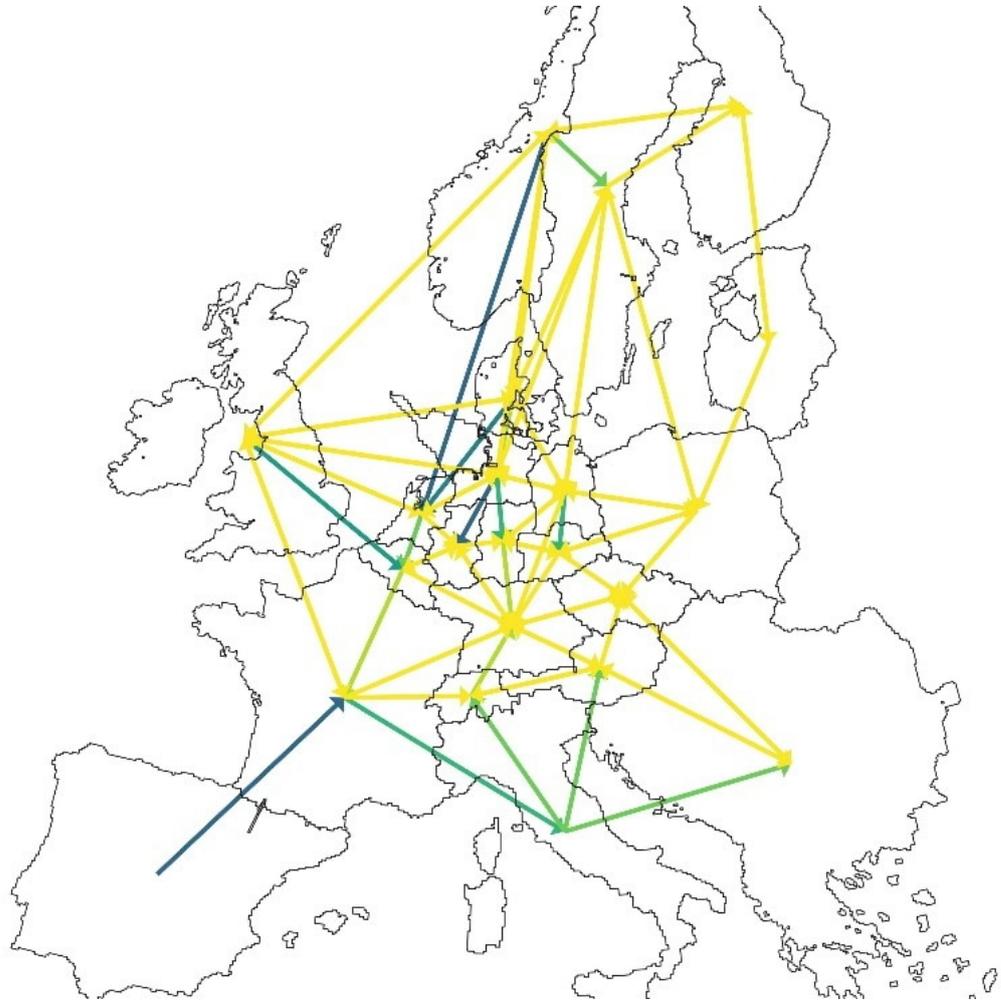


Abbildung 1. Wasserstoffhandel für das mittlere Nachfrageszenario im Jahr 2035.

Wasserstoffherzeugung in TWh

■ Electrolysis

Wasserstoffnachfrage in TWh

■ Sektoren

■ Umwandlung

Wasserstoffhandel in TWh

- <6
- 6 - 12
- 12 - 18
- 18 - 24
- 24 - 30
- 30 - 36
- 36 - 42
- 42 - 48
- 48 - 54
- >54

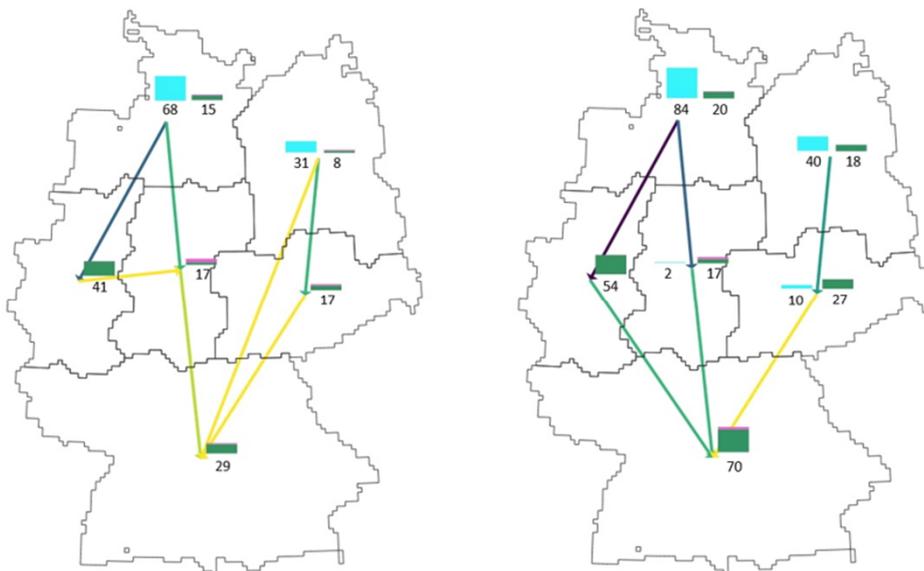


Abbildung 2. Wasserstoffherzeugung, -nachfrage und -handel in Deutschland für das mittlere (links) und das hohe (rechts) Nachfrageszenario.

Im Zuge einer Gesamtsystemoptimierung mit Enertile wurde für 2030 (mittlere Wasserstoffnachfrage) eine optimale Elektrolysekapazität von 13,3 GW ermittelt, aufgeteilt auf mehrere Enertile-Regionen. Diese werden den elektrischen Übertragungsnetzknotten innerhalb der Zonen zugeordnet. Maßgeblich ist dabei die jährliche EE-Überschussenergie je Netzknoten. Beginnend mit dem Knoten mit höchstem Überschuss werden sukzessive zu weiteren Knoten Elektrolyseure hinzugefügt, bis die in Enertile optimierte Gesamtkapazität der Region erreicht ist. Die elektrische Nennleistung der Elektrolyseure darf dabei nicht größer als die durchschnittliche Rückspeiseleistung sein und 2 GW je Knoten nicht überschreiten. Dabei wird nicht unterschieden, ob die Elektrolyseure in Form mehrerer kleinerer Anlagen an unterlagerten Verteilnetzknoten oder als eine große Anlage am Höchstspannungsknoten installiert werden. Die resultierende geografische Verteilung der Elektrolyseure ist in Abbildung 3 dargestellt.

Basierend auf den Ergebnissen des Systemmodells Enertile wird eine stundenbasierte Analyse der sich ergebenden Transportaufgabe für das deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2030 durchgeführt¹² und die zu erwartenden Netzengpässe ermittelt. Der erforderliche Redispatchaufwand zur Behebung der Engpässe wird anschließend über ein kostenminimierendes Optimierungsmodell berechnet. Dabei dürfen neben Erzeugungs- und Speicheranlagen (thermische Kraftwerke, EE-Anlagen, Batterie- und Pumpspeicher) und den Konverterleistungen von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen auch die Elektrolyseure innerhalb ihrer technischen Grenzen angepasst werden¹³. Elektrolyseure an einem „netzschädlichen“ Standort würden im Zuge des Engpassmanagements tendenziell heruntergefahren werden. An besonders netzdienlichen Standorten würde die Wasserstoffproduktion zusätzlich zum ursprünglich geplanten Betrieb in weiteren Stunden hochgefahren werden und somit netzentlastend (Verringerung der Netzengpässe) wirken, wobei auch ein

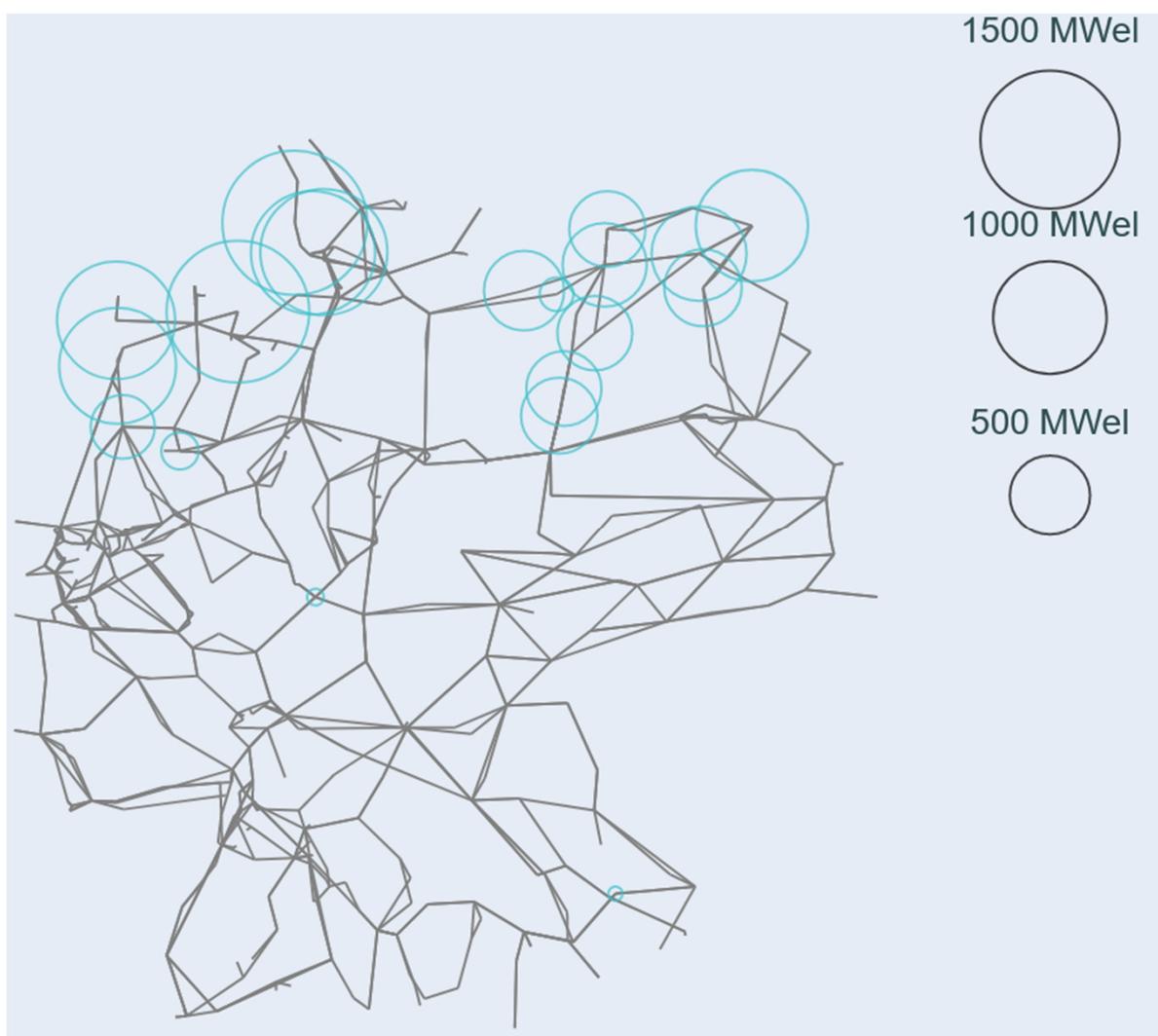


Abbildung 3. Ergebnis der Verortung von Elektrolyseuren auf Übertragungsnetzknotten innerhalb der deutschen Enertile-Zonen. Es wurden vorrangig Knoten mit hoher EE-Rückspeisung ausgewählt und die maximal zulässige Elektrolyseurgröße wurde auf die durchschnittliche Rückspeiseleistung, bzw. maximal 2.000 MW, begrenzt.

¹² Es wird ein linearisierter AC-optimal power flow mit Engpass-optimiertem Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Betrieb für 8.760 Stunden durchgeführt. Der angenommene Netzausbauzustand beinhaltet die Leitungen aus dem NEP 2030 (von 2019), die von der Bundesnetzagentur bestätigt wurden. Leitungen in den deutschen Nachbarländern sind im Modell vorhanden, werden hier aber aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

¹³ Die Erhöhung des Elektrolyseur-Energiebedarfs (mehr Wasserstoffproduktion) ist sehr kostengünstig parametrisiert. Bei der Absenkung werden Kosten für die Ersatzbeschaffung des nicht produzierten Wasserstoffs veranschlagt. Zu sehr hohen Kosten ist zudem Verbrauchsabsenkung in Industriebetrieben eine Option in dieser Redispatchoptimierung.

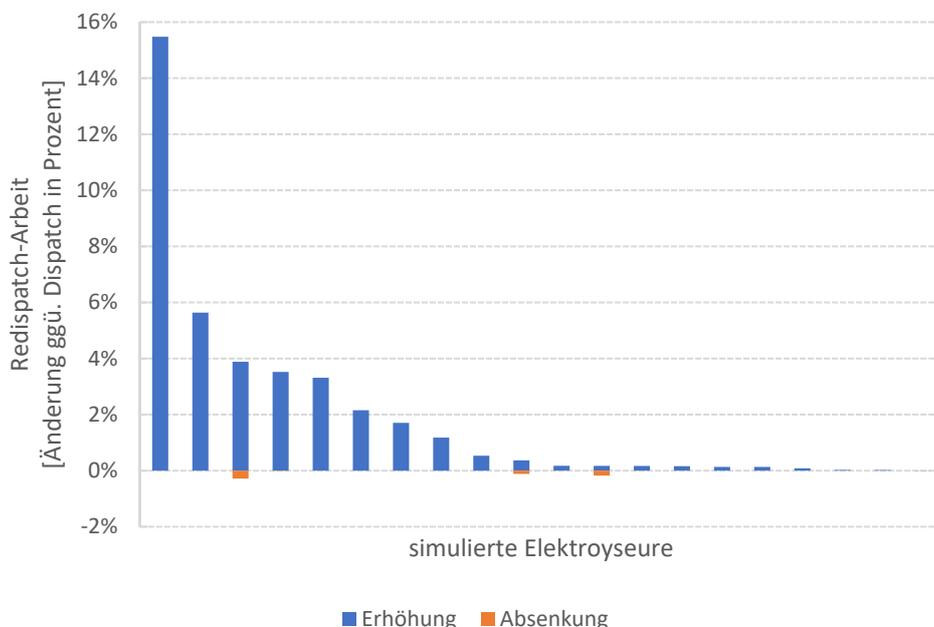


Abbildung 4. Jahressumme der Elektrolyseur-Erhöhung und -Absenkung durch Redispatch je Übertragungsnetzknotten.

Teillastbetrieb im Modell berücksichtigt wird.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Elektrolyseure an vielen zugewiesenen Standorten einen deutlichen Beitrag zur Beseitigung der Transportengpässe der elektrischen Energie leisten. Die Jahressumme des Elektrolyseur-Energiebedarfs steigt durch den Redispatch um 1,1 % (rund 544.000 MWh Erhöhung, knapp 40.000 MWh Absenkung). Einige Anlagen werden im Jahresverlauf um über 10 % erhöht, s. Abbildung 4. Diese Ergebnisse zeigen, dass Standorte im norddeutschen Raum mit einer Leistung im dreistelligen Megawattbereich (je Höchstspannungs-Netzknotten) unter den in der Simulation und Optimierung getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen systemdienlich eingesetzt werden und zur Unterstützung eines sicheren Systembetriebs beitragen können.

Die Ergebnisse zur Identifizierung geeigneter Elektrolyse-Standorte fügen sich in die bisherige Studienlage ein. Nach einer **Studie des Reiner Lemoine Instituts** aus dem Jahr 2022 können **kleine Elektrolyseure im ein- bis zweistelligen MW-Bereich** auf Nieder- bis Mittelspannungsebene in von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und PV) dominierten Netzgebieten netzdienlich sein und bei zunehmendem EE-Ausbau in den Jahren 2030 und 2050 auch wirtschaftlich eingebunden werden.¹⁴ Die Abnahme des produzierten Wasserstoffs könne hier insbesondere zur Versorgung im Mobilitätsbereich von lokalen Wasserstofftankstellen sektorübergreifend erfolgen. Ein weiterer Vorteil ist ggf. die Möglichkeit, Abwärme in Nah- oder Fernwärmenetze einzuspeisen.¹⁵

Etwas abweichend verhält es sich bei **Elektrolyseuren im dreistelligen MW-Bereich**. Für diese identifizierten die Übertragungsnetzbetreiber Thyssengas, Gasunie und TenneT in einer Studie von 2021 insbesondere die **deutschen Küstenregionen**¹⁶ **als Bereich für systemdienliche Standorte**.¹⁷ Diese Regionen entsprechen aus folgen-

den Gründen den zuvor genannten Leitlinien an die Systemdienlichkeit (Stromnetzentlastung und Kompatibilität mit dem Wasserstoffkernnetz):

- An diesen Standorten kann vermehrt auftretender und wegen eines unzureichenden Stromnetzausbaus nicht einspeisefähiger Strom aus erneuerbaren Energien für die Grüne Wasserstoffproduktion genutzt werden. Dies führt zur **Vermeidung von Abregelungen und reduziert die Kosten des Engpassmanagements**. Aufgrund des hohen Windpotenzials erfolgt der **Ausbau von Windenergieanlagen überwiegend im Norden** Deutschlands. Mit dem in **§ 1 Abs. 2 WindSeeG** vorgesehenem Ausbau zu installierender Leistungen von 30 GW Offshore Wind bis zum Jahr 2030, 40 GW bis zum Jahr 2035, und 70 GW bis zum Jahr 2045 (derzeitiger Ausbaustand beträgt 8,4 GW¹⁸) wird dieser Trend im Offshore-Bereich auch in Zukunft fortgesetzt. Die Verortung von Windenergieanlagen im windreichen Norden ist **sinnvoll**, geht **allerdings** weiterhin mit der bekannten **Nord-Süd-Engpassproblematik** im Stromnetz einher.
- Nach den aktuellen Modellierungen zum Wasserstoff-Kernnetz ist davon auszugehen, dass dieses örtlich so konzipiert sein wird, dass der an netzdienlichen Standorten produzierte Wasserstoff kosteneffizient an die industriellen Verbrauchszentren in anderen Landesteilen transportiert werden kann. Darauf lässt auch der am 12. Juli 2023 durch die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichte und konsultierte Planungsstand für ein überregionales Wasserstoff-Kernnetz bis zum Jahr 2032 schließen, in dem die künftig von der NWS-Fortschreibung vorgesehene Einspeiseleistung von Elektrolyseuren von 10 GW an netzdienlichen Standorten berücksichtigt wird.¹⁹

¹⁴ https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf, S. 56.

¹⁵ Ebd., S. 43 ff.

¹⁶ Konkret das nordwestliche Niedersachsen und Schleswig-Holstein, vgl. Brümer et al., QUO VADIS ELEKTROLYSE, Identifikation gesamtenergiesystemdienlicher Power-to-Gas-Standorte in der Potentialregion nordwestliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

¹⁷ Brümer et al., QUO VADIS ELEKTROLYSE, Identifikation gesamtenergiesystemdienlicher Power-to-Gas-Standorte in der Potentialregion nordwestliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

¹⁸ Siehe die Kennzahlen, unter: <https://bwo-offshorewind.de/>.

¹⁹ https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/07/2023-07-12_FNB-Gas_Planungsstand-Wasserstoff-Kernnetz.pdf, S. 10.

3

Gesetzliche Anknüpfungspunkte für die Steuerung systemdienlicher Elektrolyse bis 2030

Die Umsetzung systemdienlicher Elektrolyse bedarf eines **rechtlichen Rahmens**, der entsprechende Allokationssignale sendet. Die entsprechenden Rahmenbedingungen sind derzeit nicht in ausreichendem Maße gegeben. Dies führt dazu, dass eine Ansiedlung von Elektrolyse-Vorhaben an systemdienlichen Standorten bislang nicht in ausreichendem Maße erfolgt. Hinzu kommt die bislang fehlende Betriebswirtschaftlichkeit von systemdienlich betriebenen Elektrolyse-Vorhaben. Laut einer Studie des Reiner Lemoine Instituts ist „[...] ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren allein mit Energieüberschüssen derzeit noch nicht möglich“.²⁰ Laut Studie könne unter aktuellen Rahmenbedingungen erwartet werden, dass flexible, mit Stromüberschüssen betriebene Elektrolyse bis zu einer Größe von etwa fünf MW erst ab 2030 wirtschaftlich seien. Die Studie konzentriert sich zwar auf kleine Elektrolyseure im ein- bis zweistelligen MW-Bereich; die bisher fehlende Betriebswirtschaftlichkeit für einen systemdienlichen Elektrolyseur-Betrieb besteht allerdings ebenso für Großelektrolyseure, da sie von denselben Rahmenbedingungen herrührt: Grundsätzlich sind für die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs der Handelspreis von Grünem Wasserstoff und damit einhergehend sowohl die Strombezugskosten als auch die Preisentwicklung für CO₂-Emissionen relevant.²¹

Die bislang unzureichende Standortsteuerung mag in der aktuellen Frühphase des Markthochlaufs aufgrund der geringen installierten Elektrolyse-Leistung noch von geringerer Bedeutung sein. In der sich

anbahnenden Markthochlaufphase mit einer beabsichtigten Elektrolyse-Kapazität von 10 GW bis 2030 würde die ungesteuerte Ansiedlung von Elektrolyseuren an möglicherweise auch systemschädlichen Standorten allerdings zu massiven negativen Auswirkungen auf das Energiesystem führen.²² Aus diesem Grund ist gerade in dieser Phase bis 2030 eine Standortsteuerung erforderlich. In einer kürzlich vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Auftrag gegebenen und veröffentlichten Studie wurde herausgestellt, dass es in der Hochlaufphase sinnvoll erscheint, **Standortsteuerungsinstrumente in das Fördersystem zu integrieren**.²³ Dies, so die Studie, könnte über die Festlegung von H₂-Vorzugsgebieten erfolgen. Innerhalb dieser Vorzugsgebiete würde jährlich eine bestimmte mit einer Förderung versehene Wasserstoffherstellung ausgeschrieben. Die Förderhöhe könnte wettbewerblich ermittelt werden, um eine Unter- oder Überförderung zu vermeiden. Der Zuschnitt der Vorzugsgebiete sollte sich an den oben dargestellten Anforderungen an die Systemdienlichkeit orientieren und die hieraus abzuleitenden Standortempfehlungen aufgreifen. Wie beim Netzausbaugbiet würde die Festlegung der H₂-Vorzugsgebiete durch die Bundesnetzagentur erfolgen und einer regelmäßigen Evaluierung unterliegen. Auf diese Weise könnte ein zu enger Zuschnitt des Ausbaugbiets verhindert werden, wenn und sobald Netzengpässe auch in küstenfernen Regionen auftreten.

Gesetzlicher Anknüpfungspunkt für Förderausschreibungen in den

²⁰ https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf, S. 56.

²¹ Siehe Netzentwicklungsplan Strom, 2022; Schalling et al. Netzdienliche Wasserstoffherzeugung - Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Rainer Lemoine Institut (RLI), 2022.

²² Consentec, Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff, Juni 2023; abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 4.

²³ Ebd., S. ii

zuvor festgelegten H₂-Vorzugsgebieten wäre § 96 Nr. 9 WindSeeG. Diese, im Folgenden näher zu beleuchtende Vorschrift stellt das Hauptinstrument mit Blick auf die Standortsteuerung bis 2030 dar. Flankierend können weitere Steuerungsinstrumente aus dem Energiewirtschaftsgesetz hinzutreten, die nachfolgend aufgrund ihrer aktuell noch geringeren Bedeutung lediglich skizziert und nicht weiter vertieft werden.

1. Förderausschreibung im Rahmen von § 96 Nr. 9 WindSeeG

In § 96 Nr. 9 WindSeeG wird das **BMWK ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrats Anforderungen an die Ausschreibung von systemdienlich mit Elektrolyseuren erzeugtem Grünem Wasserstoff** i.S.v. § 3 Nummer 27a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu regeln. Ausgeschrieben werden soll eine installierte Leistung im Umfang von **jährlich 500 MW bis 2028**. Bei angenommenen Ausschreibungsbeginn im Jahr 2024 würde sich hieraus eine Gesamtleistung von 2,5 GW systemdienlich auszuscheidender Elektrolyse-Kapazität ergeben. Damit wäre aber lediglich knapp ein Drittel der bis 2030 angestrebten 10 GW Elektrolyse-Leistung adressiert. Dies steht nicht nur im **Widerspruch** zu dem in der **NWS 2023** formulierten Ziel, dass bereits der **Großteil der bis 2030 zu errichtenden Elektrolyseure systemdienlich verortet und betrieben** werden müsse.²⁴ Auch könnte § 96 Nr. 9 WindSeeG nicht die ihm zugeordnete Rolle als maßgebliches Standortsteuerungsinstrument erfüllen. Vor diesem Hintergrund wäre zu überlegen, die **jährlich auszuscheidende Elektrolyse-Kapazität zu erhöhen und den Ausschreibungszeitraum auf das Jahr 2030 zu verlängern**.

Bei der Ausschreibung kann entweder auf die installierte Leistung der Elektrolyseure oder die erzeugte Wasserstoffmenge oder eine Kombination von beidem abgestellt werden. Im Rahmen der Verordnung können Vorgaben gemacht werden zur Flexibilität und zum Betrieb der Anlagen, zu den zulässigen Vollbenutzungsstunden und zum Anschluss an ein Wasserstoffnetz oder einen -speicher. Außerdem können **Kriterien für die Feststellung der Systemdienlichkeit** definiert werden, die insbesondere die **Standortwahl** und Betriebsweise der Elektrolyseure beeinflussen (vgl. Nr. 9g). Die Ergebnisse der consentec-Studie zeigen dabei, dass in der frühen Markthochlaufphase Steuerungsbedarf primär hinsichtlich des Elektrolyse-Standortes besteht, da der strommarktgetriebene Dispatch bereits für eine weitgehend sinnvolle Fahrweise der Elektrolyseure Sorge.²⁵ **Eine Standortsteuerung durch Förderausschreibungen in den festgelegten H₂-Vorzugsgebieten auf Basis von § 96 Nr. 9 WindSeeG kann dabei in unterschiedlichster Weise erfolgen:**

a. Lage im H₂-Vorzugsgebiet ist Fördervoraussetzung

Die strikteste Ausgestaltungsvariante bestünde darin, dass die **Förderausschreibung ausschließlich im Vorzugsgebiet erfolgt. Eine Förderung kann dann nur an Projekte ausgezahlt werden, die innerhalb des H₂-Vorzugsgebiets liegen**. Insysteme bzw. Elektro-

lyse-Vorhaben ohne Stromnetzanschluss wären davon nicht betroffen. Damit könnte die systemdienliche Allokation von Elektrolyse-Vorhaben **gezielt gesteuert** werden. Die Restriktion der Maßnahme könnte dadurch entschärft werden, dass eine Teilnahme an den Förderausschreibungen ausnahmsweise auch außerhalb des H₂-Vorzugsgebiets **möglich** ist, sofern eine Engpassverschärfung nicht zu erwarten wäre. In Anlehnung an die Kriterien des „Delegated Acts“ (DA) wäre dies der Fall, **wenn** die Wasserstoffproduktion in engem **räumlichen und zeitlichem Zusammenhang** zur Stromproduktion einer den Kriterien des DA entsprechenden EE-Anlage erfolgt oder der Stromverbrauch ein Herunterfahren einer EE-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme vermeidet.²⁶

b. Quotenmodell

Anstatt ausschließlich Gebote in den festgelegten H₂-Vorzugsgebieten zu berücksichtigen, wäre die Festlegung von Mindestquoten zu erwägen, analog zur Süd-Quote für den Bau von Windenergieanlagen an Land. Von der im Rahmen der Ausschreibung geförderten Elektrolyse-Leistung dürften sich dann maximal eine bestimmte Kapazität an Elektrolyseuren außerhalb des H₂-Vorzugsgebiets auf die Förderung bewerben (z.B. 80 % im Norden und 20 % im Süden). Allerdings würde durch ein solches Quotenmodell die **Effektivität netzdienlicher Standortbeanreicherung sinken**, da ein bestimmtes Kontingent an Elektrolyseuren mit Stromnetzanbindung an engpassverschärfenden Stellen im Süden gebaut werden könnte. Wie eingangs dargelegt, sollte dies aber vermieden werden.

c. Bonus-Malus-System

Schließlich wäre die Einführung eines **Bonus-Malus-Systems** denkbar, mit dem bei Geboten für Elektrolyseure an systemdienlichen Standorten ein „Bonus“ oder alternativ für Elektrolyseure an nicht stromnetzdienlichen Standorten einen „Malus“ auf die Förderung aufgeschlagen würde. Die Malus-Regelung wäre allerdings nicht von § 96 Nr. 9 WindSeeG gedeckt, da die Verordnungsermächtigung nur für systemdienliche Elektrolyseure gilt. Außerdem müsste die Höhe des pro Ausschreibung auszahlenden Bonus so gewählt werden, dass lediglich diejenigen Elektrolyseure im Süden gebaut werden, deren Nutzen höher ist als die mit dem Elektrolyseur verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten (etwa durch Stromnetzausbau oder Abregelung der EE). Wie eine Studie von Frontier Economics zeigt, ergeben sich bei dieser Parametrierung relativ große Spannweiten,²⁷ was die **Umsetzbarkeit des Instruments im Ergebnis erschwert**.

d. Bewertung der Instrumente im Hinblick auf Zielgenauigkeit und Markthochlauf

Maßgebliche Bewertungskriterien bei der Beurteilung der vorgestellten Instrumente sind einerseits die Zielgenauigkeit der systemdienlichen Standortsteuerung und andererseits eine mögliche Beeinträchtigung des Wasserstoff-Markthochlaufs,²⁸ die dann einzu-

²⁴ NWS 2023, S. 24.

²⁵ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=6, S. 56

²⁶ Delegierte Verordnung (EU) 2023/... der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr (europa.eu)

²⁷ Frontier Economics, KONZEPTE ZUR LOKALDIFFERENZIIERTEN BEANREICHUNG VON INVESTITIONEN IN ELEKTROLYSEURE, Juni 2023, S. 33.

²⁸ Ebd., S. 35.

treten droht, wenn eine Förderung für Elektrolyseure mit Netzanschluss im Rahmen von § 96 Nr. 9 WindSeeG nur noch in den festgelegten H₂-Ausbaugebieten möglich ist. Dabei ist zweierlei zu berücksichtigen: Zum einen verfolgt der Wasserstoffhochlauf keinen Selbstzweck, sondern ist Teil der Energiewende und als eben solcher sollte er die Energiewende nicht durch zusätzliche Verschärfung der Netzengpassproblematik behindern. Dies spricht für eine **stärkere Gewichtung des Zielgenauigkeits-Kriteriums** – und damit für Variante a, in der die Lage des Elektrolyseurs im H₂-Vorzugsgebiet Fördervoraussetzung ist.

Wie dargestellt, kann diese Variante auch so ausgestaltet werden, dass der Wasserstoffhochlauf möglichst wenig beeinträchtigt wird. Für Projektierer ist hierbei natürlich die Betriebswirtschaftlichkeit der Elektrolyse-Vorhaben bei der Realisierung entscheidend. Bei einer wettbewerblichen Ermittlung der im H₂-Vorzugsgebiet auszu-schreibenden Fördersumme, wäre die Betriebswirtschaftlichkeit des Vorhabens am ehesten gewährleistet, da die Bieter ihre Gebote entsprechend der angenommenen Betriebskosten veranschlagen würden. Für Variante a spricht außerdem **die Einfachheit der Implementierung**. Zwar mag die Festlegung geeigneter H₂-Vorzugsgebiete zunächst einmal mit einem gewissen Aufwand verbunden sein. Die Umsetzung beschränkt sich dann allerdings auf die Zuweisung von Förderungsausschreibungsgebieten auf die einzelnen Vorzugsgebiete und ist damit deutlich einfacher als die Implementierung eines Bonus-Malus-Systems. Hier müsste die Höhe des Bonus exakt so parametrisiert werden, dass lediglich diejenigen Elektrolyseure im Süden gebaut werden, deren Nutzen höher ist als die mit dem Elektrolyseur verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten (im Wesentlichen für den zusätzlich erforderlichen Stromnetzausbau). Die hiermit einhergehende Spannbreite erscheint auch aufgrund der Heterogenität der Teilnehmer deutlich komplexer und damit auch fehleranfälliger, was die Umsetzung deutlich erschweren dürfte.

2. Flankierende Maßnahmen

Im Folgenden werden drei weitere Regelungen skizziert sowie die seit langem diskutierte Aufteilung der bislang einheitlichen deutschen Gebotszone als Steuerungsinstrument beleuchtet. Hierbei handelt es sich um energiewirtschaftliche Steuerungsinstrumente außerhalb der Förderung, die in der frühen Markthochlaufphase bis 2030 als komplementär zum dargestellten förderbasierten Ausschreibungsmechanismus zu betrachten sind. Während die förderbasierte Ausschreibung in der Markthochlaufphase eine besondere Bedeutung spielt (da Projekte gerade zu Beginn der Markthochlaufphase besonders auf Förderung angewiesen sein werden und eine förderbasierte Ausschreibung damit die Verteilung des Ausbaus maßgeblich mitbestimmen kann), werden mittel- bis langfristig, wenn sich Projekte zunehmend über den Markt refinanzieren können und die Förderung gegebenenfalls weniger relevant ist für die Realisierung eines Projekts, Steuerungsinstrumente außerhalb des Fördersystems zunehmend an Bedeutung gewinnen.²⁹

²⁹ Siehe Consentec, Systemdienliche Integration, S. 69.

³⁰ Vgl. zum Konzept dieses Instruments https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-versteigerung-ueberschussstrom-ag4-27062023.pdf?__blob=publicationFile&v=4

³¹ Allolio/Ohle/Schäfer (2022): Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Rechtswissenschaftliche Studie im Auftrag der Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie, S. 27 ff.

a. Versteigerung von Überschussstrom nach § 13k EnWG

Mit dem vom Bundestag am 10. November 2023 beschlossenen Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften wurde u.a. der neue § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) eingeführt. Der Paragraph stellt eine Ermächtigungsgrundlage für ein noch zu konkretisierendes wettbewerbliches Instrument zur Nutzung von ansonsten durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuregelnden erneuerbaren Strom durch zuschaltbare Lasten – zu denen auch Elektrolyseure zählen – vor.³⁰ Dazu führen ÜNB in noch zu definierenden „Entlastungsregionen“ eine wettbewerbliche Ausschreibung von dem ansonsten abzuregelndem EE-Strom durch, auf die sich u.a. Elektrolyseurbetreiber bewerben können. Vorgesehen ist, dass Übertragungsnetzbetreiber eine Prognose der stündlichen Abregelungsstrommengen spätestens am Vormittag des Vortages durchführen. Nach § 13k Abs. 3 EnWG ist eine vorherige Registrierung als zuschaltbare Last in Entlastungsregionen erforderlich, um an der Ausschreibung teilzunehmen.

Die Zuteilung der Abregelungsstrommengen soll am 1. Oktober 2024 mit einer zweijährigen Erprobungsphase beginnen. Hier können die ÜNB zunächst ein vereinfachtes, pauschalisiertes Zuteilungsverfahren anwenden (§ 13k Abs. 2 S. 3). Nach der Erprobungsphase werden die Abregelungsstrommengen in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt. Bis spätestens zum 1. April 2024 haben die ÜNB der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) hierzu ein detailliertes Umsetzungskonzept des Instruments vorzulegen, worunter auch die festzulegenden Entlastungsregionen fallen. Im Rahmen der Bestimmung der Entlastungsregionen haben die ÜNB eine Begründung über die netztechnische Wirksamkeit der Auswahl mitzuliefern, das heißt eine Begründung darüber, inwiefern durch die gewählte Gebietsdefinition die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG effektiv verringert werden kann. Bei entsprechender Ausgestaltung könnte hiermit ein finanzieller Anreiz zugunsten systemdienlicher Elektrolyse geschaffen werden.

Bei der Ausgestaltung des § 13k EnWG ist darauf zu achten, dass dieser komplementär zu § 96 Nr. 9 WindSeeG ausgestaltet wird und die Regelungen sich nicht kannibalisieren, indem die nach beiden Regelungen auszuweisenden Gebiete („H₂-Vorzugsgebiete“ und „Entlastungsregionen“) örtlich identisch sind.

b. Privilegierung bei den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG

Langfristiges Steuerungspotenzial hätte auch die heute bereits nach § 118 Abs. 6 EnWG bestehende Entfristung der Netzentgeltbefreiung auf explizit systemdienlich betriebene Elektrolyseure.³¹ Bislang war die Regelung auf Elektrolyseure beschränkt, die bis zum Jahr 2026 in Betrieb gehen. Eine Entfristung dieser Netzentgeltbefreiung für systemdienliche Elektrolyseure hätte die räumliche Steuerung und monetäre Anreizung begünstigen können. Allerdings hat sich der Ge-

setzgeber nun für eine pauschale Verlängerung der Netzentgeltbefreiung für Projekte mit Inbetriebnahme bis 2029 entschieden.³² Für Elektrolyse-Projekte, die nach 2029 in Betrieb gehen, sollte die Netzentgeltbefreiung aufgrund des langen Planungs-vorlaufs bereits heute an die Systemdienlichkeit geknüpft werden.

c. Baukostenzuschuss

Als zusätzliches Steuerungsinstrument wird derzeit die Einführung eines Baukostenzuschusses für netzdienlich verortete Elektrolyseure diskutiert. Dieses Instrument wirkt ähnlich wie das bereits oben diskutierte Bonus-Malus-System im Rahmen der Ausschreibungen nach § 96 Nr. 9 WindSeeG: Die Kosten für den von einem Elektrolyseur mit dem Netzanschluss verursachten Netzausbau würden als Einmalzahlung beim Netzanschluss des Elektrolyseurs vom Elektrolyseur-Betreiber erhoben. Umgekehrt wäre die einmalige Auszahlung eines Bonus an den Anschlussnehmer möglich, sofern der Elektrolyseur zur Netzentlastung beiträgt. Auf diese Weise würde netzdienliches Verhalten belohnt und netzschädliches bestraft.

d. Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone

Schließlich bietet auch die seit langem diskutierte Aufteilung der bislang einheitlichen deutschen Strompreiszone eine Möglichkeit, die vermehrte Ansiedlung von Elektrolyseuren an systemdienlichen Standorten anzureizen. Hierzu wäre eine Änderung des § 3 StromNZV erforderlich, der festlegt, dass das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone bildet. Dies führt bislang dazu, dass der Strompreis im Norden, trotz des hohen Stromangebots, aufgrund des hier erhöht anfallenden Netzentgelts teurer ist als im Süden. Ein solcher Mechanismus steht der gewünschten systemdienlichen Allokation von Elektrolyseuren im Norden entgegen. Dies würde sich bei einer Aufteilung der Stromgebotszonen (so auch vorgeschlagen von der EU-Agentur ACER) ändern, da in diesem Fall der Strompreis nach den Regeln von Angebot und Nachfrage in Regionen mit hohem Stromangebot deutlich fallen würde. Elektrolyseur-Betreiber könnten damit im Norden aufgrund des dort geringeren Strompreises günstiger Grünen Wasserstoff produzieren als im Süden, was einen finanziellen Anreiz zugunsten systemdienlicher Elektrolyse-Standorte bedeutet und die volkswirtschaftlichen Kosten für das Energiesystem insgesamt reduzieren würde.

³² <https://www.pv-magazine.de/2023/11/10/bundestag-beschliesst-verlaengerung-der-netzentgeltbefreiung-fuer-speicher-um-drei-jahre/>

4

Fazit

In der frühen Markthochlaufphase bis 2030 spielt die systemdienliche sprich stromnetzdienliche Ansiedlung von Elektrolyseuren für das Gelingen der Energiewende eine wichtige Rolle – dies aus zwei Gründen:

- Zum einen können Elektrolyseure als flexible Abnehmer an geeigneter Stelle das Stromnetz entlasten und damit die kostenintensive Abregelung der zur Defossilisierung dringend benötigten EE-Kapazitäten minimieren.
- Zum anderen würde eine unkoordinierte Errichtung von Elektrolyseuren das Stromnetz sogar noch zusätzlich belasten.

Es ist nicht davon auszugehen, dass sich Elektrolyseur-Betreiber von sich aus an stromnetzdienlichen Standorten ansiedeln. Daher bedarf es einer gesetzlichen Steuerung, für die verschiedene Anknüpfungspunkte in Betracht kommen. Am erfolgversprechendsten erscheint aus folgenden Gründen die Ausschreibung von Fördermitteln innerhalb von festgelegten H₂-Vorzugsgebieten nach § 96 Nr. 9 WindSeeG:

- Über die Ausschreibung von H₂-Vorzugsgebieten können die Anforderungen der Systemdienlichkeit aufgegriffen werden. Insofern würden H₂-Vorzugsgebiete nur dort ausgewiesen, wo

Elektrolyseure stromnetzdienlich betrieben werden können. Darüber hinaus können im Rahmen von § 96 Nr. 9 WindSeeG auch Anforderungen an die stromnetzdienliche Betriebsweise des Elektrolyseurs gestellt werden.

- Durch die Verbindung von Ausschreibung und Förderung besteht ein Anreiz für Elektrolyseur-Betreiber, sich gerade in den H₂-Vorzugsgebieten niederzulassen. Denn in der frühen Hochlaufphase bis 2030 sind die meisten Projekt auf eine Förderung angewiesen, weswegen die Verknüpfung von netzdienlichem H₂-Vorzugsgebiet und Förderung großes Steuerungspotenzial entfaltet.

Da § 96 Nr. 9 WindSeeG nur einen relativ geringen Anteil der bis 2030 zu erreichenden 10 GW Elektrolyse-Leistung erfasst, wäre eine Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsmengen sowie eine Verlängerung des Ausschreibungszeitraums auf das Jahr 2030 zu erwägen. Auf diese Weise könnte – wie schließlich auch in der Fortschreibung der NWS vorgesehen – ein Großteil der bis 2030 zu realisierenden Elektrolyse-Projekte im Sinne der Systemdienlichkeit gesteuert und eine zusätzliche Stromnetzbelastung und Stromnetzausbaubedarf vermieden werden.

Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1: Wasserstoffhandel für das mittlere Nachfrageszenario im Jahr 2035. **S.8**
- Abbildung 2: Wasserstoffherzeugung, -nachfrage und -handel in Deutschland für das mittlere (links) und das hohe (rechts) Nachfrageszenario. **S.8**
- Abbildung 3: Ergebnis der Verortung von Elektrolyseuren auf Übertragungsnetzknöten innerhalb der deutschen Enerable-Zonen. Es wurden vorrangig Knöten mit hoher EE-Rücspeisung ausgewählt und die maximal zulässige Elektrolyseurgröße wurde auf die durchschnittliche Rücspeiseleistung, bzw. maximal 2.000 MW, begrenzt. **S.9**
- Abbildung 4: Jahressumme der Elektrolyseur-Erhöhung und -Absenkung durch Redispatch je Übertragungsnetzknöten. **S.10**