

Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie

Technologieneutralität ermöglicht Markthochlauf und langfristige kosteneffiziente Versorgung

EWI Policy Brief

Gefördert durch die Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e. V.

Köln, Mai 2020

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400
www.ewi.uni-koeln.de

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker, Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Prof. Dr. Wolfgang Ketter bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE).

Autoren

Dr. Simon Schulte
David Schlund

KERNAUSSAGEN

- Stockender **Ausbau der erneuerbaren Energien** und „**Henne-Ei-Problem**“ hemmen den Aufbau einer rein grünen Wasserstoffwirtschaft.
- **Technologieoffenheit**, die auch blauen oder türkisen Wasserstoff nicht ausschließt, ist für einen zügigen **Markthochlauf bzw. eine hohe Marktdurchdringung** mit Wasserstoff von zentraler Bedeutung.
- Auch 2050 muss noch mehr als die **Hälfte des deutschen Endenergiebedarfs durch Importe**, insbesondere CO₂-neutrale synthetische Gase und Kraftstoffe, gedeckt werden.
- Auch langfristig sollte auf **Technologieneutralität** gesetzt werden, um eine **ökonomisch effiziente Erreichung der Dekarbonisierungsziele** zu gewährleisten.

Wasserstoff in Deutschland

Im Zuge der deutschen Energiewende und der damit einhergehenden Dekarbonisierung von Endenergieverbrauchssektoren wird gasförmigen Energieträgern in der Zukunft eine bedeutende Rolle zugesprochen. Kurz- bis mittelfristig können erdgasbasierte Anwendungen einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen leisten, bspw. durch Verdrängung der Kohle im Stromsektor oder des Erdöls im Wärmesektor. Mittel- bis langfristig birgt allerdings insbesondere CO₂-neutraler Wasserstoff das größte Potential. Der Grund: Wasserstoff erweist sich durch seine vielfältigen Erzeugungs-, Transport-, Speicher- und Anwendungsoptionen als einzigartiger Energieträger zur sektorübergreifenden Dekarbonisierung.^{1,2} Die Bundesregierung plant einen großskaligen Einsatz von Wasserstoff in der deutschen Energieversorgung und zielt gleichzeitig darauf ab, Wasserstofftechnologien als neues Standbein der deutschen Exportwirtschaft zu etablieren. Zur Förderung der Technologie wurde die nationale Wasserstoffstrategie ins Leben gerufen, die sich derzeit noch in der Ressort-Abstimmung befindet.³

Grün, Blau oder Türkis?

Ein zentraler Diskussionspunkt der Strategie ist die Förderung unterschiedlicher Erzeugungstechnologien. Im ersten Referentenentwurf plante das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen technologieoffenen Ansatz, der sämtliche CO₂-neutrale Herstellungsoptionen von Wasserstoff unterstützt, bei denen - im Gegensatz zu konventionellen Produktionsverfahren - (na-

¹ Ball, Michael, and Martin Wietschel. "The future of hydrogen-opportunities and challenges." International journal of hydrogen energy 34.2 (2009): 615-627.

² Crabtree, George W., Mildred S. Dresselhaus, and Michelle V. Buchanan. "The hydrogen economy." Physics today 57.12 (2004): 39-44.

hezu) kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Diese beinhalten neben *grünem* Wasserstoff (aus erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff), auch *blauen* (aus Erdgas erzeugter Wasserstoff mit Abscheidung, Nutzung oder Speicherung (CCUS) des CO₂) und *türkisen* (aus Erdgas erzeugter Wasserstoff mit Abscheidung des festen Kohlenstoffs) Wasserstoff.³ Das Bundesforschungsministerium (BMBF) und das Bundesumweltministerium (BMU) favorisieren hingegen grünen Wasserstoff, der nach Bedarf importiert werden soll.⁴

Eine Gegenüberstellung der drei Alternativen macht deutlich, dass alle Verfahren zur Herstellung von CO₂-neutralem Wasserstoff mit Vor- und Nachteilen behaftet sind. Da es derzeit nicht klar ist welches Verfahren langfristig das Geeignetste ist, um das deutsche Treibhausgasminderungsziel von 95% bis 2050 am Kosteneffizientesten zu erreichen, sollten daher technologieoffen alle Verfahren in der nationalen Wasserstoffstrategie Berücksichtigung finden. Im Folgenden werden die Herausforderungen, die beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft existieren kurz skizziert, sowie die wesentlichen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Herstellungsoptionen erläutert.

Zeitnahe Markthochlauf nur mit technologieoffenem Ansatz

Die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert große Mengen an Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Damit konkurriert die Wasserstoffelektrolyse unmittelbar mit alternativen Dekarbonisierungsoptionen, wie beispielsweise der Elektrifizierung des Industrie-, Verkehrs- oder Wärmesektors, um erneuerbaren Strom. Aufgrund der steigenden Stromnachfrage in diesen Sektoren wird damit der Bedarf an Grünstrom, trotz Effizienzgewinnen in Endanwendungen, voraussichtlich ansteigen.⁵ Dass hierin bereits große Herausforderungen bestehen, zeigt eine EWI-Analyse für das Jahr 2030: In deren Ergebnis wird offensichtlich, dass der EE-Ausbau nicht mit dem Anstieg der Stromnachfrage mithalten kann und damit bereits in 2030 das Ziel, 65% der Bruttostromnachfrage mit erneuerbaren Energien zu decken, voraussichtlich verfehlt wird.⁶ Dem Aufbau einer rein grünen Wasserstoffwirtschaft stehen daher noch einige Herausforderungen im Wege.

Derzeit befinden sich in Deutschland rund 560 MW an Elektrolysekapazität in Planung. Lediglich 30 MW installierte Leistung sind in Betrieb, wobei sich die Anlagen zumeist in einem Versuchs- oder Forschungsstadium befinden.⁷ Im Netzentwicklungsplan wird von einer installierten Elektrolysekapazität von weniger als 3 GW in 2030 ausgegangen⁸ - wohingegen beispielsweise in der dena Leitstudie eine notwendige installierte Kapazität von bis zu 16 GW in 2030 zur Erreichung der Klimaziele gesehen wird.⁵ Das Problem: Kurzfristig ist unter derzeitigen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit von CO₂-neutralem Wasserstoff im Allgemeinen und grünem Wasserstoff im Spe-

³ Referentenentwurf Nationale Wasserstoffstrategie. (1. Referentenentwurf, URL: <https://www.handelsblatt.com/downloads/25491634/1/nationalewasserstoffstrategie.pdf?ticket=ST-1896495-MqAYxnCMAW1X6a4JECdw-ap5> (zuletzt aufgerufen am 12.05.2020)).

⁴ Vgl. z.B. energate messenger vom 10.03.2020,

⁵ dena (2018) - dena Leitstudie Integrierte Energiewende

⁶ EWI-Analyse: Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage. Max Gierkink & Tobias Sprenger, Januar 2020.

⁷ BMWi (2019) - Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ - Steckbriefe. DVGW (2019) - Interaktive Power to Gas Karte Deutschland.

⁸ Bundesnetzagentur (2018) - Genehmigung des Szenari Rahmens 2019-2030

ziellen nicht gegeben. Das liegt zum einen an den noch zu hohen Investitionskosten für Wasserstoffherzeugung- bzw. CO₂-Speicherungstechnologien und zum anderen an den hohen Betriebskosten aufgrund hoher zu zahlender Abgaben auf den Strompreis (z.B. EEG-Umlage, Stromsteuer). Beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft lässt sich daher das altbekannte ‚Henne-Ei-Problem‘ beobachten: Die Anreize für potentielle Erzeuger bspw. in Wasserstoff-Elektrolyseure zu investieren sind aufgrund geringer Nachfrage nach und folglich niedriger Zahlungsbereitschaft für den CO₂-neutralen Wasserstoff nicht ausreichend. Gleichzeitig fehlen möglichen Endverbrauchern und Nachfragern Angebotsdiversität und die Sicherheit, dass ausreichend Wasserstoffmengen zu bezahlbaren Preisen bereitgestellt werden können. Zwischen Erzeugung und Verbrauch hängen außerdem die Anreize für den Infrastrukturauf- und -ausbau von Angebot und Nachfrage ab. Um das Henne-Ei-Problem zu lösen - oder zumindest abzumildern - bieten sich zunächst alle drei Herstellungstechnologien zur Initiierung einer Wasserstoffwirtschaft an. Aufgrund günstigerer Erzeugungskosten^{9,10} haben insbesondere blauer kurz- bis mittelfristig und türkiser Wasserstoff mittelfristig das Potential konventionell hergestellten Wasserstoff, welcher derzeit noch große Mengen an CO₂-Emissionen verursacht, großskalig zu verdrängen und gleichzeitig neue Nachfragesektoren zu erschließen. Parallel dazu können durch Forschung und Entwicklung sowie Reallabore die Kosten der grünen Wasserstoffherstellung gesenkt werden, sodass dieser langfristig auch ohne Förderung im Markt bestehen kann. Zeitgleich kann durch den Ausbau erneuerbarer Energien sichergestellt werden, dass langfristig ausreichend Strom für die Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren und zusätzliche Strommengen für die Wasserelektrolyse zur Verfügung stehen.

Langfristig ist das EE-Ausbaupotential das Hemmnis einer rein grünen Wasserstoffwirtschaft

Auch langfristig verbleibt die Herausforderung, eine stark wachsende Nachfrage nach Wasserstoff ausschließlich durch grünen Wasserstoff zu decken. Abbildung 1 veranschaulicht zunächst den **Endenergieverbrauch** in Deutschland im Jahr 2050. Die Abbildung basiert auf dem Technology-mix-Szenario der dena-Leitstudie, die das EWI als wissenschaftlicher Hauptgutachter begleitet hat. Das Szenario unterstellt eine nahezu vollständige sektorübergreifende Dekarbonisierung Deutschlands zur Minderung der Treibhausgasemissionen in Höhe von 95% in 2050 gegenüber 1990. Der Endenergieverbrauch der Abbildung unterteilt sich in Strom- und „Nicht-Strom“-Verbrauch sowie Importe und inländische EE-Erzeugung. Der im Szenario simulierte technologieoffene Ansatz mündet in einer auf Wasserstoff basierenden Wirtschaft mit hohem Anteil synthetischer Gase und Kraftstoffe (PtX), die größtenteils importiert werden. Die inländische Stromnachfrage in Höhe von 565 TWh/a wird in 2050 fast vollständig mit inländischen EE-Erzeugungskapazitäten gedeckt. Allerdings werden mit insgesamt 53%, mehr als die Hälfte der Endenergienachfrage weiterhin importiert. Lediglich 156 TWh/a der Endenergienachfrage in Form von Wasserstoff werden inländisch durch Wasserelektrolyse gedeckt.

⁹ Parkinson, B., et al. "Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes." *Energy & Environmental Science* 12.1 (2019): 19-40.
¹⁰ IEA (2019) - The Future of Hydrogen.

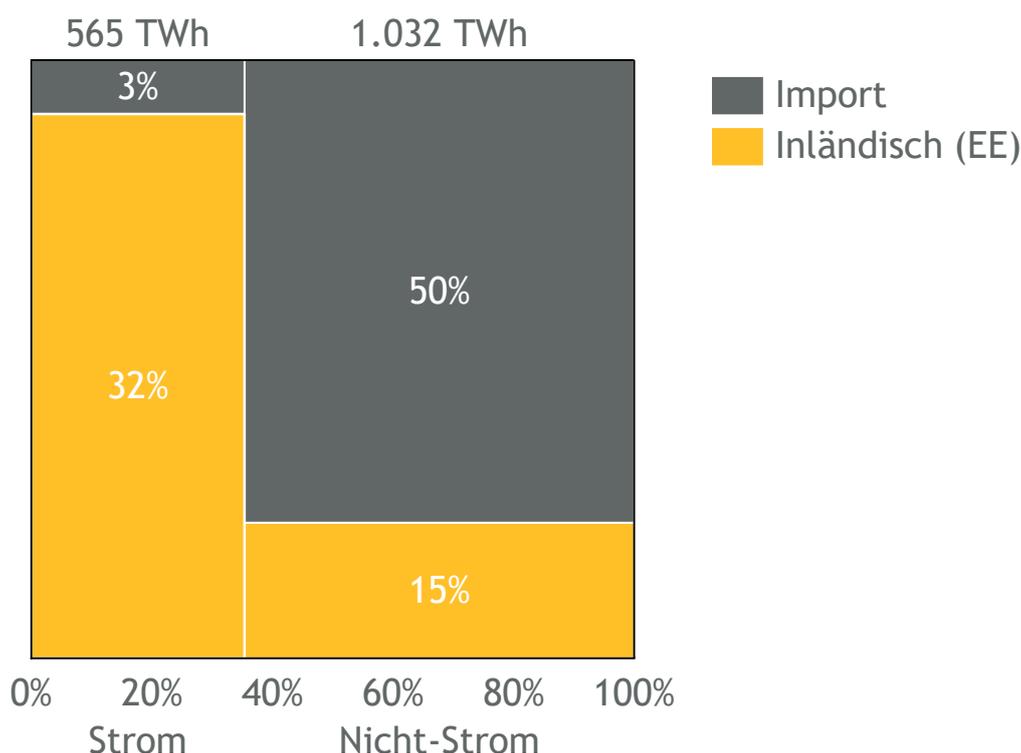


ABBILDUNG 1: ENDENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND 2050, AUFGETEILT IN STROM- UND NICHT-STROM-VERBRAUCH IM TECHNOLOGIEMIX SZENARIO BEI EINEM 95%-TREIBHAUSGAS-MINDERUNGSZIEL¹¹

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf dena (2018)⁵

Der Blick auf den **Primärenergieverbrauch** zeigt ein ähnliches Bild. Gemessen am deutschen Primärenergieverbrauch werden im Technologiemix-Szenario der dena-Leitstudie insgesamt 744 TWh/a an PtX importiert, hauptsächlich in Form von synthetischen Gasen und Kraftstoffen. Umgerechnet in Strombedarf würde dies im exportierenden Ausland einen Primärenergiebedarf von bis zu 1.034 TWh/a hervorrufen.¹² Zum Vergleich: Der gesamte deutsche Bruttostrombedarf 2019 lag bei 570 TWh/a.¹³ Das inländische EE-Erzeugungspotential wird in der dena-Leitstudie auf 1.175¹⁴ TWh/a geschätzt (2019 wurden 244 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt). Rund die Hälfte (545 TWh/a) werden zur direkten Elektrifizierung verwendet. Zur Herstellung von inländischem grünem Wasserstoff stehen weitere 195 TWh/a zur Verfügung, rund 30 TWh/a werden exportiert, wie Abbildung 2 verdeutlicht. Bei einer vollen Ausschöpfung des verfügbaren EE-Potentials könnten in etwa weitere 400 TWh/a zur inländischen Erzeugung grünen Wasserstoffs verwendet werden. Rund 630 TWh/a werden aber aufgrund der Erreichung der EE-Potentialgrenze mindestens importiert werden müssen.

¹¹ Annahmen: Stromverbrauch: EE-Erzeugung vollständig im Inland, Import des Gases für die Stromerzeugung. Nicht-Stromverbrauch: Inländischer Verbrauch entspricht Wasserstoff und Erneuerbare (insbesondere Biomasse), Import des verbleibenden Verbrauchs (i.W. synthetische Kraftstoffe, Gas, Öl).

¹² Annahmen: Berechnung des Strombedarfs auf Basis der PtG- und PtF-Importe unter Verwendung der Wirkungsgrade für PtG i.H.v. 90%, PtF i.H.v. 66% und 84% für die Wasserelektrolyse nach dena (2018).

¹³ Bruttoinlandsstromverbrauch 2019; bdew (2020) - Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland.

¹⁴ Berechnung auf Grundlage von dena (2018), berücksichtigt wurden Biomasse, PV, Wind Onshore, Wind Offshore (realisierbar) und Wasserkraft.

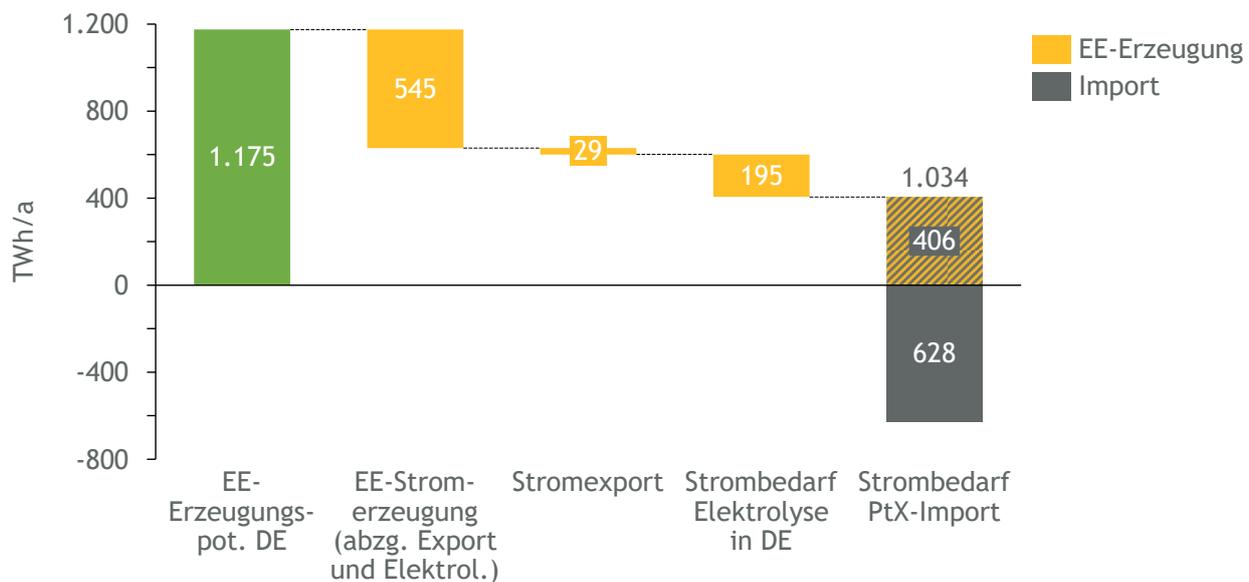


ABBILDUNG 2: EE-ERZEUGUNGSPOTENTIAL IN DEUTSCHLAND UND STROMBEDARF DIREKT, WASSERELEKTROLYSE, IMPORT UND VERBLEIBENDER THEORETISCHER IMPORTBEDARF

Quelle: Eigene Berechnung¹⁵ basierend auf dena (2018)⁵

Energieimporte - Technologieoffenheit ist der Schlüssel

Somit wird Deutschland als Industrieland mit starker Flächenkonkurrenz und begrenzten energetischen Ressourcen auch zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Energieimporte angewiesen sein. Die Frage verbleibt, woher und in welcher Form Importe erfolgen? Theoretisch sind drei Wege denkbar, um die skizzierten 744 TWh Importe in Form von PtX im Jahr 2050 zu decken: (1) Stromimporte aus dem europäischen Ausland zur inländischen PtX-Produktion, (2) Import von grünem Wasserstoff (oder daraus produzierten synthetischen Kraftstoffen/Gasen) und (3) Import von Erdgas bzw. erdgasbasiertem blauen oder türkisenen Wasserstoff als Alternative zu elektrolysebasierten Importen.

Der Import von bis zu 1.034 TWh/a Strom aus dem europäischen Ausland für die Herstellung von Wasserstoff in Deutschland mittels Elektrolyse ist aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich. Zum einen ist davon auszugehen, dass bei ähnlich ambitionierten Dekarbonisierungszielen wie den deutschen das EE-Ausbaupotential der direkten Nachbarländer zunächst für die Dekarbonisierung der eigenen Energiesysteme ausgeschöpft wird und Stromexporte im großen Umfang erst mit deutlich zeitlichem Verzug möglich werden. Zum anderen wäre der Netzausbau für zusätzliche 1.034 TWh/a dargebotsabhängige Stromimporte sehr kapitalintensiv und durch zusätzliche Netztransportverluste gekennzeichnet. Diese Variante hätte allerdings den Vorteil, dass durch die EE-Erzeugung in Europa bzw. die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff in Deutschland das Gros der Wertschöpfung in Europa stattfinden würde.

¹⁵ Stromerzeugung aus EE: 769 TWh/a. Strombedarf Wasserelektrolyse: 164 TWh/a heimische Wasserstoffproduktion mit Effizienz von 84%.

Die zweite Option umfasst den Import von grünem Wasserstoff bzw. der aus ihm produzierten synthetischen Kraftstoffe/Gase. Diese Möglichkeit wurde bisher als aussichtsreichste Alternative angesehen (siehe z.B. dena-Leitstudie (2018)). Der grüne Wasserstoff könnte sowohl im europäischen Ausland wie auch in Drittstaaten erzeugt werden, die sich durch besonders hohe EE-Ausbaupotentiale und folglich geringe Stromerzeugungskosten auszeichnen. Wenn auch derzeit noch vergleichsweise kostenintensiv, weist die Wasserelektrolyse langfristig, durch Skalierung, sowie Forschung und Entwicklung, zudem hohe Kostendegressionspotentiale auf.¹⁶ Somit könnten die derzeit noch hohen Wasserstofferzeugungskosten z.T. reduziert werden. Der Wasserstoff könnte durch Beimischung in existierende Erdgaspipelines, durch Umwidmung der Pipelines oder verflüssigt bzw. chemisch gebunden mit Schiffen/Zügen nach Deutschland transportiert werden. Als Drittländer werden zumeist nordafrikanische Länder wie Algerien oder Marokko, oder Länder des Mittleren Ostens aufgeführt. In diesem Fall wäre die Voraussetzung für einen effektiven Klimaschutz allerdings, dass die vor Ort installierten EE-Kapazitäten zur exportorientierten Wasserstoffelektrolyse nicht im Wettbewerb mit der Dekarbonisierung des eigenen Energiesystems stehen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass der Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland nur zugunsten der deutschen Klimabilanz vonstattengeht, in der Gesamtbilanz aller Länder jedoch keine oder kaum CO₂-Emissionen eingespart werden.¹⁷ Außerdem müssen diese Länder bereit sein, große Flächen ihres Landes, z.B. für Wind- oder Solarparks, zur Energieerzeugung für das Ausland zur Verfügung zu stellen. Für Länder mit geringer Wasserverfügbarkeit stellt sich darüber hinaus die Herausforderung der ausreichenden Versorgung der Elektrolyseanlagen mit Wasser, ohne die öffentliche Wasserversorgung einzuschränken oder zu verteuern.^{18,19}

Letztendlich bleibt als dritte Alternative die Möglichkeit der Nutzung von blauem bzw. türkisenem Wasserstoff. Im Falle von blauem Wasserstoff könnte entweder im Ausland erzeugter CO₂-neutraler Wasserstoff direkt importiert werden, wobei die Nutzung bzw. Speicherung des CO₂ im Ausland stattfindet. Für den Import des Wasserstoffs könnte - analog zum Import grünen Wasserstoffs - auf bereits bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden. Alternativ könnte weiterhin Erdgas importiert werden, das in Deutschland in Wasserstoff umgewandelt wird, wobei das resultierende CO₂ in Deutschland genutzt, gespeichert oder ins Ausland exportiert und dort eingelagert wird (bspw. in ausgeförderten Gasfeldern)²⁰. Der Vorteil von blauem Wasserstoff ist, dass es sich bei den zugrunde liegenden Herstellungsverfahren, bspw. der Dampfreformierung, um bereits etablierte Verfahren mit verhältnismäßig geringen Erzeugungskosten handelt. Das trifft auch auf die zusätzlich anfallenden Kosten für die CO₂-Speicherung zu. Doch auch wenn das Verfahren insgesamt vergleichsweise kosteneffizient ist, birgt es den Nachteil, dass mit ansteigenden CO₂-Abscheidungsraten Anlagen- bzw. Betriebskosten steigen, wodurch CO₂-Abscheidungsraten von über 90% vergleichsweise hoch sind.²¹ Alternative Technologien, wie die autotherme Reformierung sind

¹⁶ Schmidt, Oliver, et al. "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study." *International Journal of Hydrogen Energy* 42.52 (2017): 30470-30492.

¹⁷ dena, adelphi, giz, Navigant (2019) - Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland.

¹⁸ Timmerberg, S., & Kaltschmitt, M. (2019). Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines - Potentials and costs. *Applied Energy*, 237, 795-809. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.01.030>

¹⁹ Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2020) - Internationale Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien zur energetischen Bedarfsdeckung in Deutschland.

²⁰ Ball & Wietschel (2009): *The Hydrogen Economy: Opportunities and Challenges*. Cambridge University Press.

²¹ IEAGHG(2017) - *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*

für eine nahezu 100%tige CO₂-Abscheidung besser geeignet, befinden sich mit Blick auf den großtechnischen Einsatz aber noch in einem eher frühen Entwicklungsstadium. Ein wesentlicher Nachteil beider Methanreformierungsverfahren ist, dass insbesondere die Akzeptanz für die Speicherung des anfallenden CO₂ in Deutschland gering ist. Türkiser Wasserstoff, der mittels Methanpyrolyse erzeugt wird, hat demgegenüber den Vorteil, dass neben CO₂-neutralem Wasserstoff reiner Kohlenstoff anfällt, der entweder weiterverarbeitet, oder vergleichsweise einfach gelagert werden kann. Die Pyrolyse könnte im In- oder im Ausland stattfinden, wobei bei Letzterem Wasserstoff importiert wird. Allerdings ist das Verfahren der Pyrolyse, im Vergleich zur Dampfreformierung, wenn auch seit langem bekannt, derzeit im großtechnischen Maßstab ebenfalls nicht ausgereift. Der großtechnische Einsatz ist vor 2025 unwahrscheinlich und es bedarf weiterer Forschung und Entwicklung.²² Zudem sind Fragen zur Verwendung bzw. Lagerung des festen Kohlenstoffs, der in großen Mengen anfällt, noch nicht vollständig geklärt. Gegenüber grünem Wasserstoff hat das Verfahren den Vorteil, dass nur ein Bruchteil des Stroms - jedoch weiterhin fossile Energieträger benötigt werden. Zum Teil können diese zukünftig allerdings durch den Einsatz von Biomasse ersetzt werden, was wiederum zu negativen Emissionen führen würde.

Wasserstoffstrategien globaler Technologieführer

Neben Deutschland forcieren zahlreiche weitere Industrieländer den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zur Erreichung der Klimaziele. Bspw. befindet sich Japan als drittgrößte Volkswirtschaft der Welt in einer ähnlichen Situation wie Deutschland und ist stark auf Energieimporte angewiesen. Die Regierung Japans veröffentlichte bereits 2017 eine nationale Wasserstoffstrategie und sieht vor, dass durch einen technologieoffenen Ansatz und den Einsatz von CO₂-neutralem Wasserstoff die Sektoren Transport, Wärme und Stromerzeugung dekarbonisiert und durch den Aufbau einer internationalen Wertschöpfungskette mit kostengünstigem Wasserstoff versorgt werden sollen.²³ Ein anderes Beispiel ist Großbritannien. Auch wenn das Land derzeit noch über keine eigene Wasserstoffstrategie verfügt, legte kürzlich eine „Hydrogen Taskforce“, bestehend aus mehreren internationalen Unternehmen, einen Bericht mit der Forderung nach einer britischen Strategie vor. Die Taskforce sieht neben dem Export von Wasserstofftechnologie außerdem den Export von im Inland erzeugtem Wasserstoff vor, der neben grünem auch blauen Wasserstoff beinhalten soll.²⁴

Fazit

Für die Initiierung und die langfristig Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft bestehen vielfältige und komplexe Herausforderungen. Technologieoffene Ansätze stellen in diesem Kontext eine wichtige Voraussetzung für das Abbauen von Markteintrittsbarrieren dar und sichern Flexibilität in der Erzeugung und Bereitstellung von Wasserstoff. Insbesondere in der kurzen und mittleren Frist kann so der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gefördert werden, ohne zeitgleich

²² Parkinson et. al (2017) - Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals: Decarbonizing Natural Gas

²³ Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues (2017) - Basic Hydrogen Strategy.

²⁴ Hydrogen Taskforce (2020) - The role of hydrogen in delivering net zero.

den Ausbau der erneuerbaren Energien zu überfordern. Eine Fokussierung der nationalen Wasserstoffstrategie auf rein elektrolysebasierten Wasserstoff könnte ein Hemmnis für den zügigen Hochlauf von Wasserstoff zur sektorübergreifenden Dekarbonisierung bedeuten und den Infrastrukturausbau zeitlich verzögern - was auch durch die Ansätze anderer Hochtechnologieländer gezeigt wird. Vielmehr sollte die Politik ein Level Playing Field schaffen, das einen fairen Wettbewerb für alle CO₂-neutralen Wasserstofferzeugungstechnologien schafft. Zeitgleich ist es von zentraler Bedeutung, die Kapazitäten an erneuerbaren Energien stetig auszubauen, um langfristig zumindest einen Teil des wachsenden Bedarfs an Wasserstoff durch inländische grüne Erzeugung decken zu können.

Literatur

- Ball, M., & Wietschel, M. (2009) - The future of hydrogen-opportunities and challenges. International Journal of Hydrogen Energy 34.2, 615-627.
- bdew (2020) - Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland.
- BMWi (2019) - Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ - Steckbriefe.
- Bundesnetzagentur (2018) - Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030.
- Crabtree, George W., Mildred S. Dresselhaus, and Michelle V. Buchanan (2004) - "The hydrogen economy." Physics Today 57.12, 39-44.
- dena (2018) - dena Leitstudie Integrierte Energiewende.
- dena, adelphi, giz, Navigant (2019) - Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland.
- DVGW (2019) - Interaktive Power to Gas Karte Deutschland. URL: <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/power-to-gas/interaktive-power-to-gas-karte/> (aufgerufen am 18.05.2020).
- Gierkink, M, & Sprenger, T. (2020) - Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage.
- IEA (2019) - The Future of Hydrogen.
- IEAGHG (2017) - Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS.
- Hydrogen Taskforce (2020) - The role of hydrogen in delivering net zero.
- Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues (2017) - Basic Hydrogen Strategy.
- Parkinson, B., et al. (2019) "Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes." Energy & Environmental Science 12.1, 19-40.
- Parkinson et. al (2017) - Techno-Economic Analysis of Methane Pyrolysis in Molten Metals: Decarbonizing Natural Gas.
- Schmidt, Oliver, et al. "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study." International Journal of Hydrogen Energy 42.52 (2017): 30470-30492.
- Timmerberg, S., & Kaltschmitt, M. (2019). Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines - Potentials and costs. Applied Energy, 237, 795-809.
- Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2020) - Internationale Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien zur energetischen Bedarfsdeckung in Deutschland.