



561 Bericht von Martin Kittel, Dana Kirchem, Wolf-Peter Schill und Claudia Kemfert

Nationale Wasserstoffstrategie konsequent und mit klarem Fokus umsetzen

- Bericht analysiert überarbeitete Nationale Wasserstoffstrategie und zeigt Unterschiede zur alten Strategie auf
- Überblick zu Erzeugungs- und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und Derivaten
- Analyse der Mengenplanung für das Jahr 2030 mit verschiedenen Verbrauchs- und Importszenarien von Wasserstoff

572 Interview mit Martin Kittel



573 Bericht von Dana Kirchem und Wolf-Peter Schill

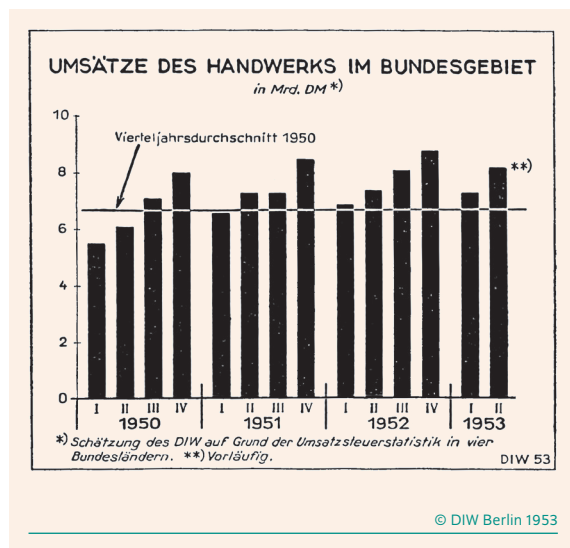
Heimische Produktion von grünem Wasserstoff kann mit Kavernenspeicherung günstiger werden

- Studie untersucht Auswirkungen der Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland auf Stromsektor
- Wasserstoffspeicherung in Kavernen entlastet das Stromsystem und senkt die Kosten der Stromversorgung
- Politik sollte auf flexible Wasserstoffproduktion sowie Ausbau erneuerbarer Energien hinwirken

582 Kommentar von Alexander S. Kritikos

Arbeitspflicht für Geflüchtete: Wenn Politik dem Populismus erliegt

Sinkende Zahl der Betriebe, aber zunehmende Betriebsgröße



Nach der Handwerkszählung des Jahres 1949 bestanden im Bundesgebiet 864 430 Betriebe mit 3,06 Mill. Beschäftigten. Die durchschnittliche Betriebsgröße lag demnach bei 3,5 Beschäftigten je Betrieb. Bei der ein Jahr später durchgeführten Arbeitsstättenzählung wurden im gleichen Gebiet 847 300 Handwerksbetriebe mit 3,23 Mill. Beschäftigten registriert. Die Zahl der Betriebe ging also um rund 17 000 zurück; infolge gleichzeitig zunehmender Beschäftigtenzahl stieg dagegen die Betriebsgröße auf durchschnittlich 3,8 im Betrieb tätige Personen.

Aus dem Wochenbericht Nr. 41 vom 9. Oktober 1953

IMPRESSUM



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 Fax: -200

90. Jahrgang 11. Oktober 2023

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Sabine Fiedler; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.;
Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander S. Kritikos;
Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Dr. Lukas Menkhoff; Prof. Karsten
Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Carsten Schröder; Prof. Dr. Katharina Wrohlich

Chefredaktion

Prof. Dr. Pio Baake; Claudia Cohnen-Beck; Sebastian Kollmann;
Kristina van Deuverden

Lektorat

Till Kövker; Mats Kröger

Redaktion

Rebecca Buhner; Dr. Hella Engerer; Ulrike Fokken; Petra Jasper; Sandra Tubik

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg

diw@burdadiirect.de

Telefon: +49 781 639 67 20

Gestaltung

Roman Wilhelm; Stefanie Reeg; Eva Kretschmer, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den
Kundenservice des DIW Berlin zulässig (kundenservice@diw.de).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter
unter www.diw.de/newsletter

Nationale Wasserstoffstrategie konsequent und mit klarem Fokus umsetzen

Von Martin Kittel, Dana Kirchem, Wolf-Peter Schill und Claudia Kemfert

- Bericht analysiert die überarbeitete Nationale Wasserstoffstrategie und zeigt Unterschiede zur alten Strategie auf
- Überblick zu Erzeugungs- und Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und Derivaten
- Analyse der Mengenplanung für das Jahr 2030 mit verschiedenen Verbrauchs- und Importszenarien von Wasserstoff
- Für 2030 anvisierte Wasserstoffmengen stellen erhebliche Herausforderung dar und bringen große Unsicherheiten mit sich
- Hochlauf bei heimischer Erzeugung und Importen mit klarer Fokussierung auf bestimmte Anwendungen beschleunigen

Bedingungen für den Erfolg der Nationalen Wasserstoffstrategie sind ...



Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2023

ZITAT

„Die neue Wasserstoffstrategie der Bundesregierung konkretisiert künftige Anwendungsbereiche, enthält aber noch große Unsicherheiten bei den geplanten Wasserstoffmengen. Die Importziele für das Jahr 2030 scheinen derzeit nur schwer erreichbar.“

— Wolf-Peter Schill —

MEDIATHEK



Audio-Interview mit Martin Kittel
www.diw.de/mediathek

Nationale Wasserstoffstrategie konsequent und mit klarem Fokus umsetzen

Von Martin Kittel, Dana Kirchem, Wolf-Peter Schill und Claudia Kemfert

ABSTRACT

Der Ersatz fossiler durch erneuerbare Energieträger ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende. In bestimmten Bereichen soll künftig grüner Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen. Dies geht auch aus der überarbeiteten Nationalen Wasserstoffstrategie hervor, die die Bundesregierung kürzlich vorgestellt hat. In diesem Wochenbericht werden wichtige Änderungen gegenüber der ersten Fassung aus dem Jahr 2020 diskutiert. Ein Fokus liegt auf der Analyse der geplanten Wasserstoffmengen für das Jahr 2030, die nur mit erheblichen Anstrengungen realisierbar sein dürften. Zudem ist unsicher, wie hoch dann der Anteil nicht grünen Wasserstoffs noch sein würde. Von besonderer Bedeutung sind Importe von grünem Wasserstoff, die frühzeitig gesichert werden müssen. Wichtig ist jetzt eine zeitnahe und konsequente Umsetzung der Strategie. Dabei gilt es, die aus Energiesystemsicht gebotene Fokussierung auf Anwendungsbereiche vor allem in der Industrie sowie im Flug- und Schiffsverkehr beizubehalten, in denen eine deutlich energieeffizientere direkte Elektrifizierung nicht sinnvoll möglich ist.

Deutschland soll nach den Zielen der Bundesregierung bis 2045 klimaneutral sein. Bereits bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen um mindestens 65 Prozent gegenüber 1990 sinken. Um diese Ziele zu erreichen, sollen die erneuerbaren Energien ausgebaut, die Energieeffizienz gesteigert und die sogenannte Sektorenkopplung vorangetrieben werden. Bei der Sektorenkopplung geht es darum, Strom aus erneuerbaren Energien direkt oder indirekt für bisher nicht elektrifizierte Anwendungen in der Industrie, der Wärmebereitstellung und dem Verkehr zu nutzen. Dabei soll für bestimmte Anwendungen auf erneuerbaren Energien basierender Wasserstoff künftig eine wichtige Rolle spielen. Dieser könnte dort zum Einsatz kommen, wo erneuerbarer Strom nicht direkt genutzt werden kann, wie zum Beispiel in Teilen der Industrie oder des Verkehrs.

Um den Markthochlauf von Wasserstoff im In- und Ausland anzustoßen, hat die vorige Bundesregierung unter Kanzlerin Angela Merkel im Jahr 2020 erstmals eine Nationale Wasserstoffstrategie vorgelegt.¹ Im Sommer 2023 wurde diese überarbeitet.²

In diesem Wochenbericht werden wichtige Elemente der neuen Wasserstoffstrategie diskutiert. Insbesondere werden die vorgesehenen Mengen für das Jahr 2030 im Hinblick auf eine heimische Produktion, Importe und eventuelle Deckungslücken analysiert. Als Hintergrund werden zunächst verschiedene Herstellungsarten („Farben“) und Formen („Derivate“) von Wasserstoff erläutert und ein Überblick über plausible Einsatzbereiche gegeben. Abschließend folgt ein Überblick über potenzielle Wasserstoff-Importoptionen.

¹ Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie (online verfügbar; abgerufen am 23.09.2023. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

² Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. 26.07.2023 (online verfügbar).

Farben, Derivate und Transportmöglichkeiten

Wasserstoff: farblos, aber bunt

Wasserstoff ist ein farbloses Gas. Trotzdem werden ihm in der energiepolitischen Diskussion verschiedene „Farben“ zugeordnet, um unterschiedliche Erzeugungsarten zu unterscheiden (Abbildung 1).³

Bisher wird überwiegend „grauer“ Wasserstoff verwendet. Er wird mittels einer sogenannten Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt, das bei hohen Temperaturen mit Hilfe von Wasserdampf in Wasserstoff und das Treibhausgas Kohlendioxid (CO_2) aufgespalten wird. Letzteres wird anschließend in die Atmosphäre entlassen.

In der Debatte über die Energiewende geht es vorrangig um drei weitere Herstellungsverfahren.⁴ Besondere Bedeutung hat der „grüne“ Wasserstoff, der mittels Wasser-Elektrolyse erzeugt wird. Unter dem Einsatz von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien wird dabei Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Da dabei keine klimaschädlichen Emissionen anfallen, gilt grüner Wasserstoff als klimaneutral.

Daneben werden mit „blauem“ und „türkischem“ Wasserstoff zwei weitere mögliche Herstellungsarten diskutiert, die auf fossilen Energieträgern beruhen. Sie sind bisher noch nicht in großem Maßstab erprobt und haben erst eine eingeschränkte Technologiereife erreicht.⁵ Blauer Wasserstoff würde wie grauer Wasserstoff auf einer Dampfreformierung von Erdgas basieren. Allerdings würden die dabei freigesetzten Kohlendioxid-Emissionen größtenteils⁶ abgeschieden, abtransportiert und abgelagert, beispielsweise im Untergrund. Alternativ könnte das CO_2 als Rohstoff weiterverwendet werden, wobei sichergestellt werden müsste, dass der Kohlenstoff später nicht wieder in die Atmosphäre gelangt. Sogenannter türkiser Wasserstoff könnte über einen Pyrolyseprozess aus Erdgas hergestellt werden, das bei hohen Temperaturen in festen Kohlenstoff und Wasserstoff gespalten wird. Der Kohlenstoff würde nicht in die Atmosphäre emittiert, sondern könnte deponiert oder als Rohstoff genutzt werden. Er dürfte aber nicht verbrannt werden, damit nicht wieder CO_2 entsteht.

³ Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2022): Einordnung verschiedener Pfade der Herstellung von Wasserstoff („Farbenlehre“). Informationspapier, 1. April 2022 (online verfügbar).

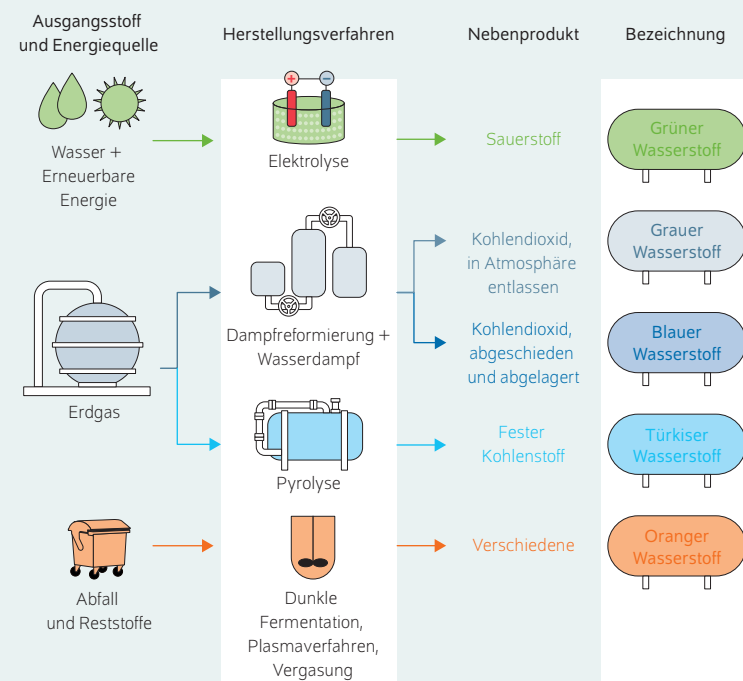
⁴ Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Stellungnahme vom 23.06.2021 (online verfügbar). Es gibt in der Debatte auch noch weitere „Farben“, die in der Nationalen Wasserstoffstrategie jedoch keine Rolle spielen. Dazu gehört beispielsweise „gelber“ Wasserstoff, der ebenso wie grüner Wasserstoff per Elektrolyse produziert wird, allerdings nicht mit 100 Prozent erneuerbarem Strom, sondern mit dem Netzstrommix.

⁵ Vgl. Matia Riemer und Vicki Duscha (2023): Carbon capture in blue hydrogen production is not where it is supposed to be – Evaluating the gap between practical experience and literature estimates. Applied Energy 349, 121622.

⁶ Wie hoch die verbleibenden Restemissionen bei blauem Wasserstoff entlang der Wertschöpfungskette sein würden, ist unsicher, vgl. zum Beispiel Robert W. Howarth und Mark Z. Jacobson (2021): How green is blue hydrogen? Energy Science & Engineering 9(10), 1676–1687; sowie Matteo C. Romano et al. (2022): Comment on “How green is blue hydrogen?” Energy Science & Engineering 10(7), 1944–1954.

Abbildung 1

Verschiedene Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff und zugeordnete „Farben“



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an den Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).

© DIW Berlin 2023

Gesichert klimaneutral ist nur grüner Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom per Elektrolyse erzeugt wird.

Bei blauem oder türkischem Wasserstoff kann es in vorgelagerten Prozessketten bei der Förderung und dem Transport von Erdgas zu weiteren Treibhausgasemissionen kommen, im Falle von blauem Wasserstoff zusätzlich auch in nachgelagerten Prozessketten beim Transport und der Speicherung von CO_2 . Insgesamt gelten blauer und türkiser Wasserstoff daher zwar als emissionsärmer als grauer Wasserstoff, jedoch nicht als emissionsfrei. Sie sind somit kaum kompatibel mit Szenarien vollständiger Klimaneutralität.⁷

Daneben gibt es noch vielfältige weitere Prozesse, mit denen Wasserstoff erzeugt werden kann. Dazu gehört oranger Wasserstoff aus überwiegend biogenen Abfall- und Reststoffen.⁸ In manchen chemischen Prozessen fällt Wasserstoff auch als Nebenprodukt an. Als gesichert klimaneutral und potenziell gut skalierbar gilt lediglich grüner Wasserstoff aus Elektrolyse mit erneuerbarem Strom.

⁷ Vgl. SRU (2021), a. a. O.

⁸ Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2021): Oranger Wasserstoff: Herstellung von Wasserstoff aus Abfall. Sachstand WD 8 – 3000 – 075/21. 15. Berlin, 15. September 2021 (online verfügbar).

Wasserstoffderivate von großer Bedeutung

Neben reinem Wasserstoff dürften künftig auf Wasserstoff basierende Derivate für einige Anwendungen vor allem in der chemischen Industrie und im Verkehr von Bedeutung sein.⁹ Dabei handelt es sich um wasserstoffhaltige Verbindungen wie Ammoniak, Methanol oder Methan. Ammoniak wird aus Wasserstoff und Stickstoff erzeugt. In sogenannten Power-to-X-Verfahren (PtX) können aus grünem Wasserstoff und einer Kohlenstoffquelle synthetische flüssige (Power-to-Liquid, PtL, auch E-Fuels genannt) oder gasförmige (Power-to-Gas, PtG) Kohlenwasserstoffe hergestellt werden.¹⁰ Allerdings ist die Produktion mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden und erfordert entsprechend viel zusätzlichen Strom aus erneuerbaren Energien.¹¹ Dem stehen potenzielle Vorteile von Wasserstoffderivaten gegenüber, beispielsweise beim Transport.

Herausforderung Wasserstofftransport

Wasserstoff hat im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern eine äußerst geringe Dichte. Daher ist der Transport von Wasserstoff mit besonderen Herausforderungen verbunden.

Pipelines sind für den Transport großer Mengen gasförmigen Wasserstoffs über weitere Distanzen geeignet. Sie haben Kostenvorteile gegenüber dem Transport auf der Straße oder Schiene. Erforderlich ist jedoch die Verwendung von geeignetem Material, den Bau neuer beziehungsweise die Umrüstung bestehender Gaspipelines und geht mit einem erheblichen Koordinierungsaufwand einher.¹²

Für den Transport über den Seeweg wäre eine Option, Wasserstoff zu verflüssigen. Allerdings hat Wasserstoff mit minus 253 Grad Celsius einen extrem niedrigen Siedepunkt, so dass die Verflüssigung sehr energieintensiv ist. Zudem sind aufwändige Isolationstechnologien bei den Transportbehältern von Flüssigwasserstoff erforderlich. Darüber hinaus kann es während des Transports durch Verdampfung zu einem Druckaufbau und entsprechenden Energieverlusten kommen.

Ein Ansatz, diese Transportprobleme zu überwinden, ist die Umwandlung von Wasserstoff in leichter transportierbare chemische Verbindungen wie etwa die Derivate Ammoniak oder Methanol. Dies hat den Vorteil, dass die bestehende Transport- und Speicherinfrastruktur teilweise weitergenutzt werden könnte. Demgegenüber stehen zusätzliche Energieverluste bei der Umwandlung, insbesondere wenn beispielsweise aus Ammoniak nach dem Transport wieder

reiner Wasserstoff erzeugt werden soll.¹³ Diese Verluste würden allerdings nicht ins Gewicht fallen, wenn das entsprechende Derivat ohnehin in der jeweiligen Form benötigt wird (zum Beispiel Ammoniak für die Düngemittelherstellung).

Angebot von grünem Wasserstoff dürfte auf absehbare Zeit knapp bleiben

Grundsätzlich könnten grüner Wasserstoff und darauf basierende Derivate für Anwendungen in praktisch allen Sektoren genutzt werden und dort fossile Energieträger ersetzen. Wasserstoff und Wasserstoffderivate haben jedoch wegen Energieverlusten bei Herstellung, Transport und teilweise auch bei der Endanwendung eine deutlich geringere Energieeffizienz als direktelektrische Alternativen. Gleichzeitig ist der im Zeitraum bis 2045 praktisch realisierbare Zubau von Windkraft- und Solarenergie sowie von Produktions- und Transportinfrastrukturen für Wasserstoff nicht beliebig groß – weder im Inland noch international.¹⁴ Hinzu kommt ein erheblicher Koordinationsbedarf beim Hochlauf internationaler Wasserstoff-Wertschöpfungsketten. Daher dürfte grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit knapp und vergleichsweise teuer bleiben.¹⁵ Zudem wird Deutschland mit vielen anderen Ländern, die ebenfalls Klimaschutz betreiben, um ein begrenztes globales Wasserstoffangebot konkurrieren.

Fokussierter Einsatz in spezifischen Anwendungen

Der Einsatz grünen Wasserstoffs erscheint angesichts knapper Produktionskapazitäten sowie oft besserer direktelektrischer Alternativen bis zum Jahr 2045 nur in spezifischen Anwendungsbereichen möglich und sinnvoll. Viele Studien aus dem Bereich der Energiesystemanalyse kommen zu dem Schluss, dass grüner Wasserstoff und seine Derivate vorrangig in solchen Bereichen zur Anwendung kommen sollten, in denen eine direkte Elektrifizierung unvorteilhaft oder gar nicht möglich ist.¹⁶

Zu diesen Einsatzbereichen gehören vor allem Teile der energieintensiven Industrie. In einigen Prozessen können Wasserstoff und seine Derivate sowohl als Energieträger als auch als Rohstoff genutzt werden. Das gilt für die Gewinnung von Eisen aus Eisenerz mittels Direktreduktion bei der Produktion von klimaneutralem Stahl sowie die Bereitstellung von Grundstoffen für die chemische Industrie.

Im Transportsektor dürfte die Verwendung von Wasserstoff und seinen Derivaten in erster Linie im Flug- und Schiffsverkehr relevant werden. Im Straßenverkehr dagegen erscheint

⁹ SRU (2021) a. a. O.; Falko Ueckerdt et al. (2021): Durchstarten trotz Unsicherheiten – Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. Ariadne-Kurzdossier, 16.11.2021 (online verfügbar).

¹⁰ Vgl. Florian Ausfelder und Dinh Du Tran (Hrsg.) (2022): Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. 4. Roadmap des Kopernikus-Projektes P2X, Phase II (online verfügbar).

¹¹ Für einige Beispiele vgl. SRU (2021), a. a. O.; siehe auch Franziska Holz et al. (2022): Zukunft des europäischen Energiesystems: Die Zeichen stehen auf Strom. DIW Wochenbericht Nr. 6, 75–82 (online verfügbar).

¹² Frithjof Staiß et al. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030. Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse. Analyse des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“. August 2022 (online verfügbar).

¹³ Das Umweltbundesamt beziffert die Energieverluste allein für das Ammoniak-Cracking je nach Prozess und Wasserstoff-Güte auf 13 bis 34 Prozent. Umweltbundesamt (2022): Kurzeinschätzung von Ammoniak als Energieträger und Transportmedium für Wasserstoff. 28. Februar 2022 (online verfügbar).

¹⁴ Vgl. Felix C. Matthes et al. (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Berlin, 13. Mai 2021 (online verfügbar).

¹⁵ Vgl. Ueckerdt et al. (2021), a. a. O.

¹⁶ Im Kopernikus-Projekt Ariadne wurden diese Einsatzbereiche als „No-Regret“-Optionen definiert, vgl. Ueckerdt et al. (2021), a. a. O. Gemeint ist, dass es ein sehr geringes Risiko gibt, dass man eine Förderung des Wasserstoffeinsatzes in diesen Bereichen später bereuen würde.

der Einsatz von Wasserstoff bei Pkw gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen nicht konkurrenzfähig. Im Schwerlastverkehr ist für gewisse Einsatzbereiche indes noch unklar, welche Antriebsform sich künftig durchsetzen wird. Neben Wasserstoff-Brennstoffzellen bestehen auch die Optionen, rein batteriebetriebene Lkw sowie Oberleitungs-Hybridsysteme zu nutzen.¹⁷

Ein weiterer und perspektivisch immer wichtigerer Einsatzbereich für Wasserstoff sind Langfrist-Stromspeicher. Diese sind bei steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie zunehmend erforderlich, um deren fluktuierende Erzeugung mit der Nachfrage in Einklang zu bringen.¹⁸ Langfrist-Stromspeicher können zum Beispiel als Kombination aus Elektrolyse, Wasserstoff-Kavernenspeichern und Wasserstoff-Gasturbinen für die Rückverstromung realisiert werden.

Die genannten potenziellen Einsatzbereiche für Wasserstoff werden derzeit teils als Nischen bezeichnet. Künftig dürfen sie jedoch deutlich an Bedeutung gewinnen und könnten langfristig Energiemengen im Bereich mehrerer hundert Terawattstunden umfassen.¹⁹

Überarbeitete Nationale Wasserstoffstrategie konkretisiert geplanten Markthochlauf

Im Sommer hat die Bundesregierung die überarbeitete Nationale Wasserstoffstrategie vorgestellt. Sie ist eine „Fortschreibung“, das heißt eine Aktualisierung und Erweiterung der ersten Nationalen Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020. In ihr werden sowohl Zielbilder für das Jahr 2030 als auch kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen definiert.²⁰ Diese werden in vier Handlungsfeldern neu gegliedert. Sie umfassen die Sicherstellung ausreichender Wasserstoffmengen, den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die Etablierung von Wasserstoffanwendungen sowie die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen.²¹

Gegenüber der Fassung von 2020 scheint der Fokus der neuen Strategie stärker auf der Rolle von Wasserstoff für das Erreichen des langfristigen Ziels der Klimaneutralität zu liegen; gleichzeitig wird etwas weniger Gewicht auf mögliche Exportchancen für deutsche Wasserstofftechnik gelegt.²²

¹⁷ Vgl. Julius Jöhrens et al. (2022): Vergleichende Analyse der Potentiale von Antriebstechnologien für Lkw im Zeithorizont 2030 (online verfügbar).

¹⁸ Vgl. Wolf-Peter Schill (2020): Electricity Storage and the Renewable Energy Transition. Joule 4(10), 2059–2064.

¹⁹ Vgl. Ariadne (2022): Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien. 16.3.2022 (online verfügbar); sowie Staiß et al. (2022), a. a. O.

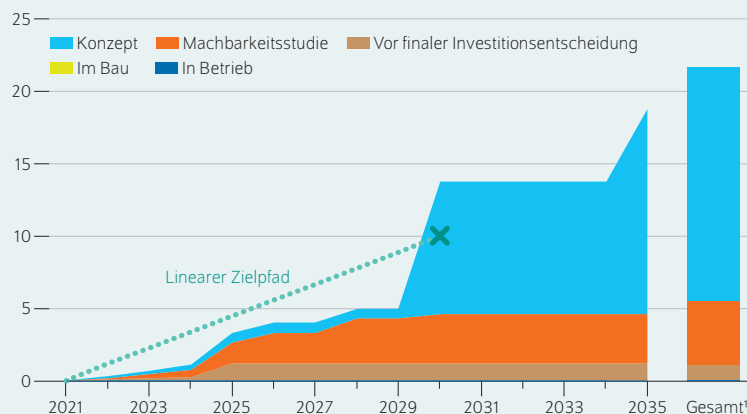
²⁰ Auf europäischer Ebene gibt es seit dem Jahr 2020 ebenfalls eine Wasserstoffstrategie sowie diverse Maßnahmen im Bereich Wasserstoff, unter anderem im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets und der „Important Projects of Common European Interest“ (online verfügbar).

²¹ Im Abschnitt zu den Rahmenbedingungen enthält die Strategie diverse Maßnahmen zu Planungs- und Genehmigungsverfahren, Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierung sowie Forschung und Fachkräften. In diesem Wochenbericht wird nicht näher auf diesen Teil der Strategie eingegangen.

²² Die neue Strategie enthält 18 Variationen des Begriffs „klimaneutral“, die alte nur sechs. Variationen des Begriffs „Chance“ tauchten in der alten Strategie noch 27 Mal auf, in der neuen nur noch drei Mal.

Abbildung 2

Installierte Leistung von Elektrolyse-Projekten in Deutschland In Gigawatt (elektrisch)



1 Gesamt inkl. undatierter Projekte.

Anmerkung: Der lineare Zielpfad ist rein illustrativ, die Bundesregierung hat nur das Ziel für 2030 gesetzt, aber keinen Zeitverlauf spezifiziert. Datenstand 10.10.2022. Eine aktualisierte Abbildung mit Datenstand 10.10.2023 findet sich im Ampel-Monitor Energiewende (online verfügbar).

Quelle: IEA (2022), a. a. O.

© DIW Berlin 2023

Um das Ziel für 2030 zu erreichen, müssten auch die meisten der Projekte realisiert werden, die derzeit erst in frühen Konzeptphasen sind.

Verfügbarkeit von Wasserstoff: Elektrolyse und Importe

In Deutschland werden derzeit pro Jahr rund 55 Terawattstunden (TWh) an überwiegend grauem Wasserstoff erzeugt und verbraucht.²³ Grüner Wasserstoff wird dagegen bisher erst in kleinstmengen produziert. Bis 2030 soll laut neuer Strategie eine heimische Elektrolyseleistung von zehn Gigawatt (GW) installiert werden. Die alte Wasserstoffstrategie sah für 2030 eine Elektrolyseleistung von fünf GW vor; zehn GW sollten „nach Möglichkeit“ bis 2035 angestrebt und spätestens 2040 erreicht werden. Dieses Ziel wurde somit um bis zu zehn Jahre vorgezogen.

Unter der Annahme einer Auslastung dieser Elektrolyseanlagen von 4000 Volllaststunden pro Jahr und einem Elektrolysewirkungsgrad von rund 70 Prozent lässt sich eine heimische Produktionsmenge von 28 TWh grünem Wasserstoff im Jahr 2030 ableiten. Dafür würden rund 40 TWh an Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich benötigt, was circa sieben Prozent des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs des Jahres 2022 entspricht. Das Ausbauziel von zehn GW Elektrolyseleistung soll mit einem Instrumentenmix erreicht werden, unter anderem durch Ausschreibungen für systemdienliche Elektrolyseure und europäische

²³ Ein kleiner Teil des heutigen Wasserstoffverbrauchs wird in der Chlor-Alkali-Elektrolyse erzeugt, außerdem entsteht Wasserstoff als Nebenprodukt in der Petrochemie.

Projekte im Rahmen der Förderung von „Important Projects of Common Interest“ (IPCEI).²⁴

Derzeit sind in Deutschland erst rund 0,1 GW Elektrolyseleistung installiert, das entspricht einem Prozent des für 2030 angestrebten Ziels. Auch die im Bau befindliche Leistung ist noch sehr gering (Abbildung 2). Es befinden sich allerdings viele große Projekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 20 GW in verschiedenen Stadien der Planung.²⁵ Um das Ziel für 2030 zu erreichen, müsste ein großer Teil dieser Projekte auch tatsächlich realisiert werden, einschließlich solcher, die derzeit in noch eher vagen konzeptionellen Stadien sind.

In der neuen Strategie wird erstmals explizit eine „systemdienliche“ Elektrolyse als Ziel benannt.²⁶ Dies betrifft sowohl den zeitlichen Einsatz der Elektrolyseure, der vorrangig in Zeiten mit hohem Angebot erneuerbarer Energien erfolgen soll, als auch die Standorte. Es sollen solche Standorte priorisiert werden, die nah an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen liegen und dadurch das Stromnetz weniger belasten als Standorte in der Nähe der künftigen Wasserstoff-Verbrauchszentren. In der Praxis dürfte dies auf Elektrolyseurstandorte in Norddeutschland mit hoher Windkraftleistung hinauslaufen, wohingegen Verbrauchszentren vorrangig in West-, Mittel- und Süddeutschland angesiedelt sein dürften.²⁷ Demnach soll künftig eher der Wasserstoff transportiert werden als der für die Wasserstoff-erzeugung erforderliche erneuerbare Strom. Verbrauchsnahe Elektrolysestandorte sind lediglich zum Anschub des Markthochlaufs in einer Anfangszeit für Demonstrations- und Pilotprojekte vorgesehen.

Neben der heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff geht die Bundesregierung für das Jahr 2030 von erheblichen Importen aus. Dazu soll eine Importstrategie erarbeitet werden. Außerdem werden diverse internationale Wasserstoff-Partnerschaften angeschoben. Über die „H2Global“-Stiftung sollen der Hochlauf des internationalen Wasserstoffangebots und der heimischen Nachfrage koordiniert und abgesichert werden.²⁸ Während vorrangig grüner Wasserstoff importiert werden soll, geht die Bundesregierung davon aus, dass in einer Übergangszeit auch „kohlenstoffarmer“ blauer, türkiser und oranger Wasserstoff importiert und genutzt

werden kann, sofern dies für die Markthochlaufphase erforderlich ist. Während die Nutzung von Wasserstoff aus diesen Herstellungsverfahren auf der Anwendungsseite zumindest indirekt auch gefördert werden kann, ist die Möglichkeit einer direkten finanziellen Förderung der Wasserstoffherzeugung aber explizit auf grünen Wasserstoff beschränkt.

Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur: Netze und Speicher

Um künftige Wasserstoff-Verbraucher mit Erzeugungs- und Importstandorten zu verbinden, gibt die neue Strategie konkrete Ziele für ein privatwirtschaftlich organisiertes Wasserstoffnetz vor.²⁹ Zunächst ist ein 1800 Kilometer umfassendes nationales Netz geplant, das durch Umrüstung bestehender Gastransportkapazitäten sowie den teilweisen Neubau bis spätestens zum Jahr 2028 errichtet werden soll. Bis 2030 soll es mit einem ebenfalls entstehenden europäischen Wasserstoffnetz (European Hydrogen Backbone) verbunden werden, wobei wiederum eine Förderung im Rahmen der Important Projects of Common European Interest vorgesehen ist. Bis 2032 soll das Netz so erweitert werden, dass alle großen Verbrauchs-, Erzeugungs- und Importstandorte innerhalb Deutschlands angeschlossen sind.

Zudem soll ein Konzept für den Aufbau großer Wasserstoffspeicher entwickelt werden. Bestehende Gasspeicher sollen umgerüstet und neue Speicher gebaut werden. Die Wasserstoffspeicherung wird in der neuen Strategie an diversen Stellen prominent genannt, während sie in der alten Fassung noch eine untergeordnete Rolle spielte.

Außer in Pipelines können Wasserstoff und seine Derivate an Land auch auf der Schiene³⁰ oder Straße³¹ transportiert werden. Je größer die Mengen und die Distanzen, desto wirtschaftlicher ist eine Pipeline.³² Für den potenziellen Transport vor allem von Wasserstoffderivaten per Seeweg stellt die neue Wasserstoffstrategie in Aussicht, auf die derzeit entstehende Importinfrastrukturen für Flüssiggas (Liquefied Natural Gas oder kurz LNG) aufzubauen. Diese sollen bereits „H2-ready“, also wasserstofftauglich, errichtet werden und somit mit relativ geringem Aufwand für die Anlandung von Wasserstoffderivaten umrüstbar sein. Dabei dürfte es nicht um die schwimmenden, sondern um die derzeit im Bau befindlichen drei festen LNG-Terminals gehen.³³ Inwie-

²⁴ Weitere Informationen zu diesen Projekten stellt die Europäische Kommission bereit (online verfügbar).

²⁵ IEA Hydrogen Projects Database. Letztes Update am 10.10.2022 (online verfügbar). Eine für den 05.10.2023 angekündigte Aktualisierung der Daten wurde leider verschoben und konnte für diesen Bericht nicht mehr berücksichtigt werden. Informationen zum Stand und Potenzial der Elektrolyse und weiterer Power-to-X-Prozesse in Deutschland bietet auch der Wasserstoff-Atlas (online verfügbar). Er enthält aber einige Datenlücken und zeichnet insgesamt kein wesentlich anderes Bild als die IEA-Daten von 2022. Jederzeit aktuelle Daten finden sich im Open Energy Tracker (online verfügbar).

²⁶ Variationen des Wortes „systemdienlich“ kommen in der neuen Fassung der Wasserstoffstrategie 14 Mal vor, in der alten Fassung kein einziges Mal.

²⁷ Zur möglichen räumlichen Verteilung von Wasserstoff-Verbrauchern vgl. Frederik vom Scheidt et al. (2022): Integrating hydrogen in single-price electricity systems: The effects of spatial economic signals. Energy Policy 161, 112727.

²⁸ Dafür wird eine vom Bund bezuschusste Doppelauktion genutzt – mit langfristigen Abnahmeverträgen für ausländische Wasserstoff-Produzenten und kurzfristigeren Lieferverträgen für heimische Wasserstoff-Nachfrager. Vgl. H2Global Stiftung (online verfügbar).

²⁹ In der alten Fassung von 2020 gab es keine konkreten Angaben hierzu. Der Begriff „Wasserstoffnetz“ tauchte in der alten Fassung nur zwei Mal auf, in der neuen ist er 19 Mal enthalten.

³⁰ Konkrete Aktivitäten hierzu gibt es zum Beispiel bei der DB Cargo (online verfügbar).

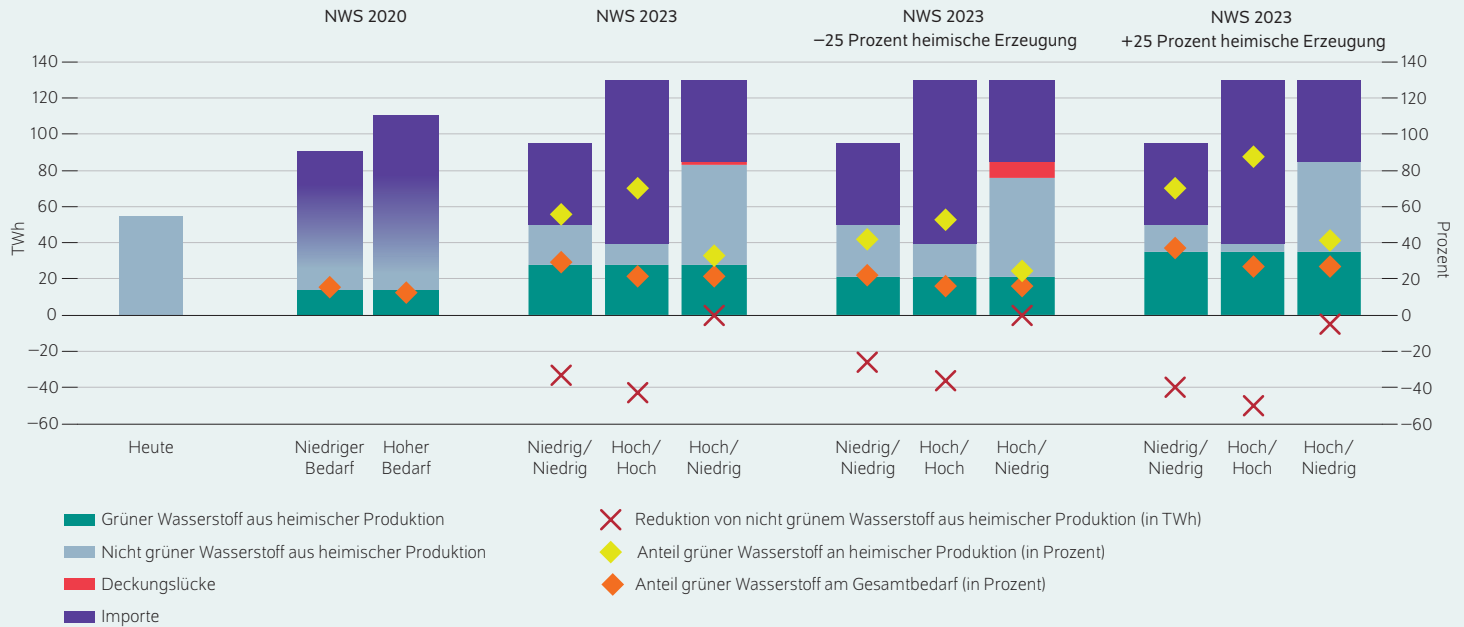
³¹ Zu verschiedenen Optionen der straßengebundenen Belieferung potenzieller Wasserstoff-Tankstellen vgl. Fabian Stöckl, Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2021): Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. Scientific Reports 11, 14191.

³² Vgl. M. Reuß et al. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy 200, 290–302.

³³ Vgl. Franziska Holz et al. (2023): LNG Import Capacity Expansion in Germany – Short-term Relief Likely to Turn into Medium-term Stranded Assets. IAAE Energy Forum / Second Quarter 2023, 13–18 (online verfügbar).

Abbildung 3

Wasserstoffmengen und -farben aus Importen und heimischer Produktion in verschiedenen Szenarien 2030 In Terawattstunden



Anmerkung: „NWS = Nationale Wasserstoffstrategie“. Die Szenarien der NWS 2023 unterscheiden sich nach Gesamtverbrauch und Importen. Beispielsweise verweist „Hoch/Niedrig“ auf ein Szenario mit hohem Verbrauch und niedrigen Importen.

Quelle: Bundesregierung (2023) a. a. O.

© DIW Berlin 2023

Die Mengenplanung für das Jahr 2030 enthält große Unsicherheiten insbesondere den verbleibenden nicht grünen Wasserstoffanteil betreffend.

fern dies praktisch möglich und ökonomisch sinnvoll ist, ist allerdings unklar.³⁴

Klare Fokussierung von Wasserstoffanwendungen in neuer Strategie

Die neue Wasserstoffstrategie soll die Anwendung von Wasserstoff in verschiedenen Sektoren etablieren. Bis 2030 stehen dabei industrielle Verbraucher im Fokus. Beschrieben wird der Ersatz von Erdgas, Erdöl und Kohle in der stofflichen und teils auch energetischen industriellen Nutzung, insbesondere im Hochtemperaturbereich. Prominent genannt wird die Stahlerzeugung, wobei es sich um die Direktreduktion von Eisenerz handelt, sowie die chemische Industrie.

Im Verkehrssektor wird der Einsatz von Wasserstoff und wasserstoffbasierten E-Fuels im Luft- und Schiffsverkehr sowie einigen Spezialanwendungen als „erforderlich“ eingestuft, beispielsweise bei schweren Nutzfahrzeugen. Ein möglicher Einsatz in Pkw wird dagegen im gesamten

Dokument – anders als noch in der Strategie von 2020 – kein einziges Mal angesprochen.³⁵

Im Stromsektor liegt der Fokus der neuen Strategie zunächst auf dem flexiblen und damit systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren. Längerfristig wird auch die (Rück-)Verstromung von Wasserstoff und Derivaten als wichtige Anwendung genannt für Zeiten, in denen wenig Wind- und Solarenergie verfügbar ist. Neue Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sollen „H2-ready“ gebaut werden, also auf die Nutzung von Wasserstoff oder Derivaten als Brennstoffe umrüstbar sein.³⁶ Bis 2026 werden als konkrete Maßnahme 4,4 GW Wasserstoff- beziehungsweise auf Ammoniak basierte „Sprinter“-Kraftwerke ausgeschrieben. Dabei handelt es sich um Anlagen, die zeitnah installierbar und in erste Wasserstoffinfrastrukturen wie etwa Wasserstoffverbrauchszentren oder Speicher integrierbar sind. Zusätzlich werden bis 2028 weitere 4,4 GW sogenannte

³⁵ Dennoch sagte Bundesverkehrsminister Volker Wissing in seinem Statement bei der Vorstellung der überarbeiteten Nationalen Wasserstoffstrategie am 26. Juli 2023, der Wasserstoff werde auch im Individualverkehr gebraucht, obwohl dies in der Wasserstoffstrategie kein einziges Mal genannt wird (online verfügbar). Auch auf Twitter schrieb Wissing am 26. Juli: „Die #Wasserstoffstrategie wird einen enormen Beitrag leisten zur Erfüllung der Bedürfnisse im Güter- und Individualverkehr“ (online verfügbar).

³⁶ Eine allgemein anerkannte Definition, was „H2-ready“ bei Kraftwerken bedeutet, gibt es allerdings noch nicht.

³⁴ Vgl. Matia Riemer, Florian Schreiner und Jakob Wachsmuth (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility and Economic Considerations. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI (online verfügbar).

Wasserstoffhybride Kraftwerke ausgeschlossen, also Rückverstromungseinheiten von wasserstoffbasierten Stromspeichern, bei denen auch die Wasserstoffproduktion und -speicherung vor Ort erfolgt.

Im Wärmebereich ist zumindest bis 2030 aufgrund der absehbaren Knappheit von Wasserstoff keine „breite Anwendung“ vorgesehen. Langfristig werden Einsatzmöglichkeiten auch im Wärmebereich, vor allem in Verbindung mit Wärmenetzen und Kraft-Wärme-Kopplung, aber nicht ausgeschlossen. Sie können auch schon vor 2030 erprobt werden.

Mengenplanung 2030 mit erheblichen Unsicherheiten

Die Bundesregierung geht laut neuer Strategie für das Jahr 2030 von einem Bedarf an Wasserstoff und seinen Derivaten von 95 bis 130 TWh aus, wobei diese Menge nicht in reinen Wasserstoff und verschiedene Derivate aufgeschlüsselt wird. Nach Einschätzung der Bundesregierung sollen „rund 50 bis 70 Prozent (45 bis 90 TWh)“ aus dem Ausland importiert werden.³⁷ Nach 2030 soll der Importanteil weiter ansteigen. In der alten Wasserstoffstrategie war der Bedarfskorridor mit 90 bis 110 TWh deutlich niedriger. Zudem wurden die angestrebten Importmengen nicht weiter konkretisiert.

Eckwerte erlauben verschiedene Szenarien

In der neuen Wasserstoffstrategie wird nicht direkt angegeben, wie hoch die heimische Erzeugung von grünem und anderem Wasserstoff in den verschiedenen Ausprägungen dieser Mengenplanungen im Jahr 2030 ist. Auch eine entsprechende Visualisierung fehlt. Daher werden im Folgenden verschiedene Szenarien dargestellt, die sich aus den genannten Eckwerten ergeben könnten (Abbildung 3).

Dazu gehören ein Szenario mit einem niedrigen Gesamtbedarf von 95 TWh in Kombination mit einem niedrigen Importpotenzial von 45 TWh („Niedrig/Niedrig“) und ein Szenario mit hohem Bedarf von 130 TWh in Verbindung mit einem hohen Importpotenzial von 90 TWh („Hoch/Hoch“). Zusätzlich wird ein in Hinblick auf den Importanteil pessimistisches Szenario mit einem hohen Bedarf von 130 TWh und niedrigem Importpotenzial von 45 TWh dargestellt („Hoch/Niedrig“). In allen drei³⁸ Szenarien enthalten ist eine heimische Produktionsmenge von 28 TWh grünem Wasserstoff. Sie ergibt sich aus der Annahme von 4000 Elektrolyse-Volllaststunden pro Jahr und einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 Prozent sowie den von der Bundesregierung angepeilten zehn GW Elektrolysekapazität.

³⁷ Der untere Wert von 50 Prozent passt zu den beiden unteren Angaben für den Bedarf und die Importe (45/95 = 47 Prozent), und der obere Wert von 70 Prozent passt zu den beiden oberen Angaben (90/130 = 69 Prozent).

³⁸ Die Kombination eines niedrigen Bedarfs mit hohen Importen („Niedrig/Hoch“) erscheint unplausibel und wird daher nicht dargestellt.

Nicht erneuerbare Wasserstoffmenge schwankt stark

Im Szenario „Niedrig/Niedrig“ ergibt sich somit im Jahr 2030 ein verbleibender Bedarf von 22 TWh an grauem oder anderem nicht grünem Wasserstoff aus heimischer Produktion. Im Szenario „Hoch/Hoch“ sinkt dieser Bedarf auf nur noch zwölf TWh. Das heißt, die Regierung geht implizit davon aus, dass ein Szenario mit höherem Wasserstoffverbrauch mit einem überproportional erhöhten Wasserstoffimport einhergeht. Ein möglicher Erklärungsansatz hierfür könnte sein, dass ein höheres Importangebot preissenkend wirkt und sich somit die heimische Nachfrage erhöht.

Im Gegensatz zu den ersten beiden Fällen verbleibt der Verbrauch von nicht grünem Wasserstoff im Szenario „Hoch/Niedrig“ auf dem heutigen Niveau von 55 TWh. Unter der Annahme, dass die Produktion von grauem Wasserstoff nicht weiter ausgeweitet werden soll, ergäbe sich darüber hinaus noch eine Deckungslücke von zwei TWh.

Somit verringert sich je nach Ausprägung von Gesamtbedarf und Importpotenzial der Verbrauch von grauem Wasserstoff um bis zu 43 TWh oder erhöht sich sogar um zwei TWh. Zu beachten ist dabei, dass ein Teil dieses nicht grünen Wasserstoffs heute in der Petrochemie als Nebenprodukt anfällt. In welchem Umfang er bis 2030 überhaupt ersetzt werden kann, ist indes unklar. Dies hängt auch von der grundsätzlichen Entwicklung und Dekarbonisierung der Petrochemie in Deutschland ab.

Der Anteil des heimisch erzeugten grünen Wasserstoffs an der gesamten Wasserstoffproduktion in Deutschland schwankt je nach Szenario zwischen 33 und 70 Prozent. Die Wasserstoffproduktion wäre somit nur teilweise klimaneutral. Zudem liegt der Anteil des heimisch produzierten grünen Wasserstoffs am gesamten Wasserstoffbedarf bei lediglich 22 bis 29 Prozent. Damit würde sich Deutschland in eine starke Abhängigkeit von Wasserstoff-Importen begeben.

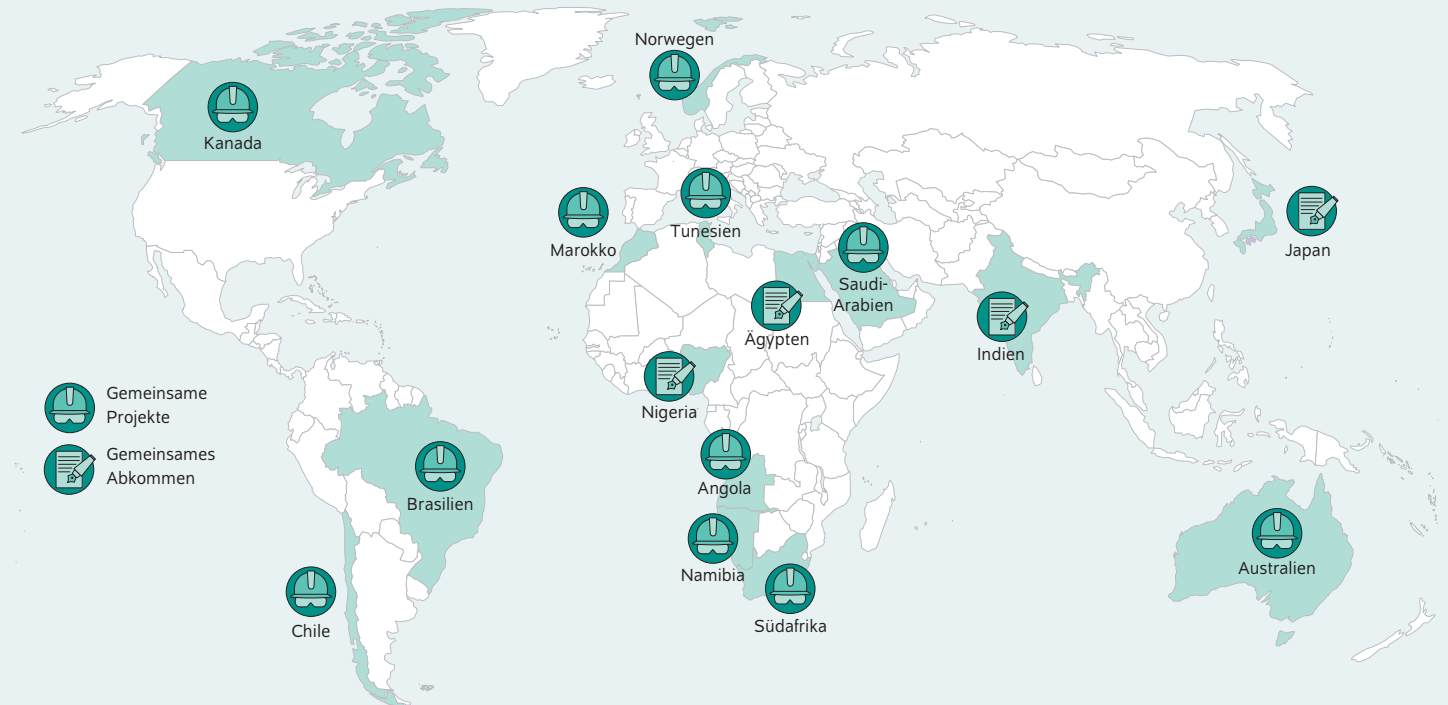
Sensitivität: höhere oder geringere heimische Produktion grünen Wasserstoffs

Als Sensitivität wird eine Erhöhung beziehungsweise Verringerung der heimischen Produktion von grünem Wasserstoff von 25 Prozent im Jahr 2030 dargestellt. Diese Variation bildet sowohl mögliche Abweichungen vom angestrebten Ausbau der Elektrolysekapazität oder ihrer Auslastung (das heißt Volllaststunden pro Jahr) ab, beispielsweise durch bessere oder schlechtere Wetterjahre.

Bei einer um 25 Prozent geringeren heimischen Produktion würden nur noch 21 TWh grüner Wasserstoff erzeugt. Entsprechend erhöht sich der Bedarf an nicht grünem Wasserstoff um sieben TWh. Im Szenario „Hoch/Niedrig“ stiege die Deckungslücke damit auf neun TWh. Im Fall einer um 25 Prozent erhöhten heimischen Elektrolyse würden dagegen 35 TWh grüner Wasserstoff erzeugt, also sieben TWh mehr. Damit ließe sich im Szenario „Hoch/Niedrig“ die

Abbildung 4

Wasserstoff-Partnerschaften Deutschlands mit Ländern außerhalb der EU



Anmerkung: Gezeigt werden nur solche Partnerländer, mit denen Deutschland bereits eine Absichtserklärung zur gemeinsamen Wasserstoffzusammenarbeit abgegeben hat oder in denen konkrete Projekte zur Wasserstoffherzeugung in Planung sind.

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung.

© DIW Berlin 2023

Deutschland hat Wasserstoff-Partnerschaften mit Ländern in allen Weltregionen angestoßen.

Deckungslücke schließen, und im Szenario „Hoch/Hoch“ könnte der Verbrauch von nicht grünem Wasserstoff rechnerisch auf nur noch fünf TWh reduziert werden.³⁹

Eine über diese Sensitivitäten hinausgehende Ausweitung der heimischen Elektrolyse würde es erlauben, den Verbrauch von nicht grünem sowie importiertem Wasserstoff weiter zu verringern.⁴⁰ Allerdings würde eine derartige Produktionsausweitung bis zum Jahr 2030 in Anbetracht des erforderlichen zusätzlichen Ausbaus sowohl der Elektrolysekapazität als auch der dahinter liegenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien kaum realisierbar sein.

³⁹ Für eine Analyse möglicher Stromsektor-Effekte der grünen Wasserstoffproduktion in Deutschland vgl. den folgenden Bericht in der gleichen Ausgabe, Dana Kirchert und Wolf-Peter Schill (2023): Heimische Produktion von grünem Wasserstoff kann mit Kavernenspeicherung günstiger werden. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 41, 573–580 (online verfügbar).

⁴⁰ Zu möglichen Vor- und Nachteilen einer höheren heimischen Produktion von grünem Wasserstoff vgl. Frank Merten et al. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE-NRW), 3. November 2020 (online verfügbar).

Ambitionierte neue Mengenplanung mit Unsicherheiten

In allen betrachteten Ausprägungen der geplanten Wasserstoffmengen für 2030 bleibt die Rolle der heimischen Produktion grünen Wasserstoffs begrenzt. Die Regierung geht also davon aus, dass die Wasserstoffnachfrage schneller steigt als die heimische Elektrolyse ausgebaut werden kann. Von entsprechend hoher Bedeutung sind daher die Wasserstoffimporte.

Die Bundesregierung kann den Hochlauf von Elektrolyse- und Wasserstofftransportkapazitäten in potenziellen Wasserstoff-Exportländern nur begrenzt beeinflussen. Zudem verbleiben bis 2030 lediglich sieben Jahre. Deshalb erscheint selbst die untere Importzielmarke von 45 TWh als außerordentlich ambitioniert. Die Unsicherheit über die Realisierbarkeit der Importe erscheint daher hoch und übersetzt sich direkt in eine Unsicherheit über den verbleibenden nicht grünen Wasserstoffverbrauch. Dieser könnte im Fall einer hohen Nachfrage und geringer Importe gegenüber heute sogar noch steigen. Daher ist ein frühzeitiger Aufbau möglichst konkreter Partnerschaften mit potenziellen Exportländern essenziell für das Erreichen des in der neuen Wasserstoffstrategie gezeichneten Zielbilds für 2030.

Internationale Partnerschaften für grüne Wasserstoffimporte

Die Zusammenarbeit mit anderen EU-Staaten, vor allem mit Anrainerstaaten der Nord- und Ostsee und in Südeuropa, aber auch mit Drittstaaten, ist seit 2020 in vielen Fällen durch neue Energiepartnerschaften mit Wasserstofffokus oder gemeinsamen Absichtserklärungen konkretisiert worden. Die Bundesregierung ist zudem bereits verschiedene Wasserstoff-Partnerschaften mit außereuropäischen Ländern eingegangen (Abbildung 4). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) listet dazu derzeit insgesamt 21 Länder auf,⁴¹ einige Partnerschaften sind allerdings wenig konkret.

In einigen Ländern sind bereits konkrete Projekte geplant. Besonders relevant erscheint Norwegen, mit dem Deutschland seit 2020 seine Wasserstoff-Beziehungen erheblich ausgebaut hat: Der norwegische Energieversorger Equinor und die deutsche RWE AG planen gemeinsam den Aufbau einer Elektrolysekapazität von zwei GW bis zum Jahr 2030. Auch eine Wasserstoffpipeline nach Norwegen ist geplant.⁴²

In Tunesien und Marokko sind derzeit Pilotanlagen mit jeweils zehn Megawatt (MW)⁴³ und 100 MW⁴⁴ geplant. Mit Ägypten haben das BMWK und das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) 2022 eine Absichtserklärung unterzeichnet. Sie hat das Ziel, den gemeinsamen Aufbau eines grünen Wasserstoffsektors in Ägypten voranzutreiben.⁴⁵ In Angola und Nigeria hat das BMZ im Jahr 2021 Wasserstoff-Diplomatiebüros eingerichtet, um die Zusammenarbeit zu intensivieren. Zudem haben deutsche Unternehmen in Angola mit dem staatlichen Energiekonzern Sonangol geplant, grünen Wasserstoff ab 2025 aus Wasserkraft zu produzieren. Auch in Namibia könnten ab 2028 mit deutscher Beteiligung jährlich zwei Millionen Tonnen Ammoniak produziert werden. Von diesen sollen mindestens 0,3 Millionen Tonnen nach Deutschland exportiert werden, was rund 1,6 TWh entspräche.⁴⁶ In Südafrika soll im Rahmen des Projektes HyShiFT perspektivisch eine Elektrolysekapazität von 200 MW aufgebaut werden. Das BMWK fördert die erste Projektphase, in der 40 MW angestrebt werden.

Mit Kanada hat sich Deutschland im Rahmen der „Canada-Germany Hydrogen Alliance“ auf erste Wasserstofflieferungen ab 2025 geeinigt. Die deutsch-brasilianische

Technologiepartnerschaft „H2Brasil“ konzentriert sich derzeit auf Forschungsförderung, allerdings haben sich deutsche und brasilianische Firmen parallel auch auf Wasserstoffproduktion im Bundesstaat Bahia ab 2025 verständigt. Das Projekt Haru Oni in Chile erfährt zwar viel mediale Aufmerksamkeit, hat aber derzeit erst eine sehr geringe Elektrolysekapazität von 1,2 MW.⁴⁷ Die Anlage soll jährlich 130 000 Liter synthetisches Benzin und 350 Tonnen Methanol produzieren, was gemeinsam gerade einmal 0,003 TWh entspricht. Bis 2030 soll die Elektrolyseleistung auf 25 GW ausgeweitet werden, was eine mehr als 20 000-fache Steigerung bedeuten würde.

Mit Saudi-Arabien wurde 2021 eine Absichtserklärung zur Wasserstoffkooperation unterzeichnet. Die Wasserstoffproduktionsanlage Helios⁴⁸ soll dort in Zukunft rund 1,2 Millionen Tonnen grünen Ammoniak pro Jahr für den Weltmarkt produzieren, was gut sechs TWh pro Jahr entspräche. Australien gilt als weiterer wichtiger Partner für Wasserstoff, mit dem Deutschland im Rahmen der Initiative HyGATE einen gemeinsamen Wasserstoff-Hub aufbauen will. Auch mit Indien und Japan will die Bundesregierung künftig eng beim Thema Wasserstoff kooperieren, aber bisher konnten noch keine gemeinsamen Projekte auf den Weg gebracht werden.

Auf konkrete und verbindliche Importmengen hat sich Deutschland bisher jedoch mit keinem Partnerland geeinigt. Auch wenn die Erzeugungspotenziale in vielen Partnerländern aussichtsreich sind,⁴⁹ ist noch unklar, ob die Projekte im geplanten Zeithorizont und Umfang umgesetzt werden können. Konkrete künftige Produktionsmengen sind heute noch genauso wenig absehbar wie die Anteile, die über den Weltmarkt tatsächlich nach Deutschland gelangen könnten. Selbst dort, wo konkrete Projektpläne bestehen, sind die angestrebten Mengen im Vergleich zu den anvisierten deutschen Importmengen des Jahres 2030 klein. Auch herrscht große Unsicherheit über die sich dann ergebenden Importpreise.

Fazit: Zielgerichtete Umsetzung der Strategie mit Fokussierung auf nicht direkt elektrifizierbare Anwendungen erforderlich

In den meisten langfristigen Klimaschutzszenarien spielen grüner Wasserstoff und seine Derivate in Anwendungen eine wichtige Rolle, für die eine direkte Elektrifizierung nicht möglich scheint. Gleichzeitig erfordert der Hochlauf der heimischen Produktion, der Importe und der dafür erforderlichen Transport- und Speicherinfrastruktur Zeit und muss frühzeitig und konkret angestoßen werden.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung ihre neue Nationale Wasserstoffstrategie vorgestellt. Sie greift die in der

⁴¹ Siehe Internetauftritt des BMWK (online verfügbar). Auch andere Bundesministerien wie beispielsweise das Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung oder das Bundesministerium für Bildung und Forschung sind an Wasserstoff-Partnerschaften oder internationalen Forschungskooperationen beteiligt.

⁴² Vgl. Pressemitteilung von RWE vom 05.01.2023: RWE und Equinor vereinbaren strategische Partnerschaft für Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung (online verfügbar).

⁴³ BMWK (online verfügbar).

⁴⁴ BMWK (online verfügbar).

⁴⁵ BMZ (online verfügbar).

⁴⁶ Vgl. Pressemitteilung von RWE vom 2.12.2022: RWE and Hyphen explore offtake of green ammonia from Namibia (online verfügbar).

⁴⁷ Vgl. Internetauftritt des Projekts (online verfügbar).

⁴⁸ BMWK (online verfügbar) sowie GTAI (online verfügbar)

⁴⁹ Christoph Hank et al. (2023): Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. A cost analysis study on behalf of H2Global. Fraunhofer ISE, May 2023 (online verfügbar).

Energiesystemanalyse mittlerweile weit verbreitete Erkenntnis auf, dass der Einsatz von Wasserstoff aufgrund absehbarer Knappheiten und Erwägungen der Energieeffizienz auf spezifische Einsatzbereiche konzentriert sein sollte. Die Strategie priorisiert zunächst einmal die Verwendung von Wasserstoff in industriellen Anwendungen sowie in Teilen des Verkehrssektors. In der politischen Kommunikation zur neuen Strategie wurde diese Fokussierung allerdings teilweise nicht adäquat wiedergegeben. Grundsätzlich und vor allem längerfristig schließt die Wasserstoffstrategie einen breiteren Einsatz von Wasserstoff in vielfältigen Anwendungen aber auch nicht aus. Dies scheint das Ergebnis eines politischen Kompromisses zu sein, der Hoffnungen auf längerfristig höhere Wasserstoff-Verfügbarkeiten in Teilen der Ampel-Koalition widerspiegeln dürfte.

Gegenüber der Fassung von 2020 nimmt die neue Strategie stärker die Rolle von Wasserstoff für das Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 in den Fokus und weniger die Exportchancen für deutsche Wasserstofftechnik. Zudem enthält die neue Strategie viele neue Elemente und Konkretisierungen, zum Beispiel beim Hochlauf der heimischen Elektrolyse, der Transportinfrastruktur und Wasserstoffspeichern. Auch die Mengenplanung für 2030 wird präzisiert. Gleichzeitig steigt der angenommene Wasserstoffbedarf. Es bestehen jedoch erhebliche Unsicherheiten über die verbleibende

Menge von grauem oder nicht grünem Wasserstoff im Jahr 2030. Zudem ist unklar, wie sich der angenommene künftige Bedarf auf reinen Wasserstoff und Derivate aufteilt, und inwiefern gegebenenfalls Umwandlungsverluste in den Zahlen berücksichtigt sind.

Wasserstoffimporte spielen perspektivisch eine große Rolle, wenngleich die für 2030 angedachten Importmengen außerordentlich ambitioniert und aus heutiger Sicht schwer erreichbar erscheinen. Sie müssen daher frühzeitig angestoßen und gesichert werden. Hierzu wurden bereits viele internationale Partnerschaften angestoßen; konkrete Projekte mit quantifizierbaren Importmengen gibt es jedoch noch kaum. Dabei sollte grüner Wasserstoff im Mittelpunkt stehen, da nur dieser gesichert klimaneutral ist.

Nach der Vorlage der neuen Nationalen Wasserstoffstrategie muss es jetzt darum gehen, zeitnah und konsequent in die Umsetzungsphase zu kommen. Dies betrifft die heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff, die Sicherung künftiger Importmöglichkeiten, die Nachfrageseite insbesondere in der Industrie sowie den Ausbau der Infrastruktur. Aufgrund eines absehbar knappen Angebots an Wasserstoff gilt es, die aus Energiesystemsicht gebotene Fokussierung auf solche Anwendungen beizubehalten, in denen eine deutlich energieeffizientere direkte Elektrifizierung nicht möglich ist.

Martin Kittel ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | mkittel@diw.de

Dana Kirchem ist wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | dkirchem@diw.de

Wolf-Peter Schill ist Leiter des Forschungsbereichs „Transformation der Energiewirtschaft“ in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | wschill@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | ckemfert@diw.de

JEL: Q41; Q48

Keywords: hydrogen, electrolysis, imports

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 40+41/2023:

www.diw.de/diw_weekly



INTERVIEW



Martin Kittel ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin

„Die anvisierten Wasserstoff-Importe sind ambitioniert und sollten rasch gesichert werden.“

1. **Herr Kittel, die Bundesregierung hat eine Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie vorgelegt. Worin liegen die wesentlichen Unterschiede gegenüber der Fassung von 2020?** Im Gegensatz zur ersten Fassung aus dem Jahr 2020 hat die Bundesregierung die angedachten Wasserstoffmengen deutlich angehoben. Das betrifft einerseits den Gesamtbedarf, aber auch den Hochlauf der heimischen Elektrolysekapazität, bei der das Ausbauziel verdoppelt wurde. Zusätzlich werden Importmengen konkretisiert und der Bedarf an Transportinfrastruktur beziffert.
2. **Wo soll Wasserstoff hauptsächlich zum Einsatz kommen und wo ist seine Verwendung am sinnvollsten?** Wasserstoff sollte in Anwendungen zum Einsatz kommen, wo die direkte Elektrifizierung entweder wirtschaftlich unvorteilhaft oder technologisch nicht möglich ist. Die Bundesregierung sieht den Einsatz von Wasserstoff zunächst im Industriesektor, vor allem in der Stahlerzeugung und der chemischen Industrie. Auch im Flug- und Schiffsverkehr soll Wasserstoff zunehmend zum Einsatz kommen und im Stromsektor für die saisonale Stromspeicherung ebenso. Im Wärmebereich ist noch unklar, ob und in welchem Umfang Wasserstoff zum Einsatz kommt. Im Pkw-Bereich ist dies nicht angedacht.
3. **Wie groß sind die Wasserstoffmengen, die in Zukunft bereitgestellt werden sollen?** Die Bundesregierung plant für das Jahr 2030 mit einem Wasserstoffbedarf von 90 bis 130 Terawattstunden. Dieser Bedarf kann aus drei verschiedenen Quellen gedeckt werden: einerseits grüner Wasserstoff aus heimischer Produktion in Höhe von circa 28 Terawattstunden. Die zweite Quelle ist der schon heute genutzte graue Wasserstoff. Davon werden pro Jahr in Deutschland circa 55 Terawattstunden eingesetzt. Die Erzeugung von grauem Wasserstoff setzt allerdings Treibhausgasemissionen frei. Daher soll dieser im Jahr 2030 in deutlich geringeren Mengen eingesetzt werden. Die dritte Quelle sind Wasserstoff-Importe, deren Zielmenge für das Jahr 2030 zwischen 45 und 90 Terawattstunden schwankt.
4. **Das bedeutet aber auch, dass es mit Wasserstoff nicht zu einer vollständig klimaneutralen Energieproduktion kommen wird, oder?** Nein, im Jahr 2030 werden wir noch keine Klimaneutralität erreichen können. Allerdings versucht die Bundesregierung mit dem Hochlauf von grünem Wasserstoff, die Weichen dafür zu stellen. Für seine Erzeugung brauchen wir Strom aus erneuerbaren Energien. Das heißt, wir müssen den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen, damit wir genügend erneuerbaren Strom zur Verfügung haben.
5. **Wo liegen die größten Herausforderungen und Hemmnisse der neuen Wasserstoffstrategie?** Zum einen sind die angedachten Importmengen für Wasserstoff außerordentlich ambitioniert. Das Problem ist, dass die Bundesregierung auf den Ausbau von Erzeugungskapazitäten im Ausland nur begrenzt Einfluss nehmen kann. Weiterhin ist der geplante Hochlauf der heimischen Elektrolyse angesichts des verdoppelten Ausbauziels durchaus eine Herausforderung. Zu guter Letzt ist der Bedarf an nicht grünem Wasserstoff im Jahr 2030 unklar, weil die Entwicklung des Gesamtverbrauchs und der verfügbaren Importmengen unsicher ist.
6. **Für wie realistisch halten Sie den in der neuen Wasserstoffstrategie gesetzten Zeitrahmen?** Der Zeitrahmen ist ebenfalls außerordentlich ambitioniert. Die Realisierung der angepeilten Wasserstoff-Importe ist unsicher. Der Wasserstoff-Hochlauf in Deutschland ist zwar angeschoben, muss allerdings angesichts des verdoppelten Ausbauziels der Elektrolyse weiter beschleunigt werden. Zudem ist die Entwicklung von Wasserstoffspeicher- und Transportkapazitäten grundsätzlich ein langwieriges Verfahren, insbesondere wenn europäisch koordiniert werden muss. Das sollte jetzt frühzeitig angestoßen werden.

Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



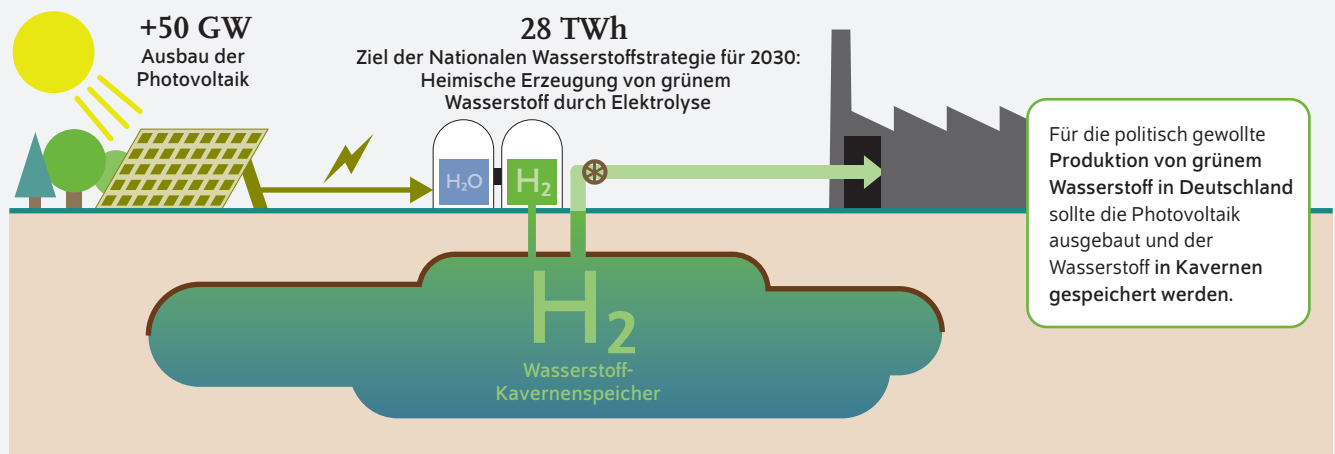
Das vollständige Interview zum Anhören finden Sie auf www.diw.de/interview

Heimische Produktion von grünem Wasserstoff kann mit Kavernenspeicherung günstiger werden

Von Dana Kirchem und Wolf-Peter Schill

- Studie untersucht die Auswirkungen der Produktion und Speicherung von grünem Wasserstoff in Deutschland auf den Stromsektor
- Zur Analyse wurde das Stromsektormodell DIETER auf Szenarien mit verschiedenen Wasserstoffspeicheroptionen im Jahr 2030 angewandt
- Wasserstoffspeicherung in unterirdischen Kavernen entlastet das Stromsystem und senkt die Kosten der Stromversorgung
- Flexible Produktion von Wasserstoff kann die Kosten für weniger flexible Stromverbraucher erhöhen
- Politik sollte auf möglichst flexible Wasserstoffproduktion sowie den zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien hinwirken

Kavernenspeicher ermöglichen eine zeitlich flexible und damit günstige Wasserstoffproduktion



Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2023

ZITAT

„Für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff muss die Photovoltaik weiter ausgebaut werden, wenn wir davon ausgehen, dass der Ausbau der Windkraft weiterhin schleppend verläuft. Am kostengünstigsten ist es, wenn für die Wasserstoffspeicherung unterirdische Kavernen in Verbindung mit einem Wasserstoffnetz zur Verfügung stehen.“

— Dana Kirchem —

Heimische Produktion von grünem Wasserstoff kann mit Kavernenspeicherung günstiger werden

Von Dana Kirchem und Wolf-Peter Schill

ABSTRACT

Grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energien soll künftig fossile Energieträger in bestimmten Anwendungen in der Industrie und im Verkehr ersetzen, die nicht direkt elektrifizierbar sind. Laut Nationaler Wasserstoffstrategie soll ein Teil des künftigen Wasserstoffbedarfs inländisch durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom erzeugt werden. In dieser Studie wird mit einem Stromsektormodell untersucht, welche Auswirkungen dies auf den deutschen Stromsektor hätte. Dabei werden unterschiedliche verbrauchsnahe oder -ferne Speicheroptionen für Wasserstoff berücksichtigt: in Hochdrucktanks oder in unterirdischen Kavernen. Deutlich wird, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in jedem Fall einen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert. Die Nutzung zentraler Kavernenspeicher führt in der Modellierung zu den geringsten Gesamtkosten der Stromversorgung. Dies gilt dann, wenn sowohl die Wasserstoffherstellung als auch der Wasserstoffverbrauch nah am Kavernenspeicher liegen oder ein leistungsfähiges Wasserstoffnetz vorhanden ist. Muss der Wasserstoff dagegen nach einer zentralen Kavernenspeicherung per Lastwagen zum Verbraucher transportiert werden, kann eine verbrauchsnahe Produktion mit kleineren und teureren Tankspeichern günstiger sein. Die Ergebnisse der Modellierung legen nahe, dass Politik und Infrastrukturplanung auf eine möglichst flexible Wasserstoffproduktion unter Nutzung großer Speicher hinwirken sollten. Dabei können sich allerdings die Strompreise für alle anderen Verbraucher leicht erhöhen.

Sogenannter grüner Wasserstoff wird per Elektrolyse auf Basis erneuerbaren Stroms und Wasser hergestellt und soll ein wichtiger Baustein der Energiewende werden. Er kann zur Treibhausgasminde rung beitragen, indem er fossile Energieträger vor allem in solchen Anwendungen ersetzt, die aufgrund technischer Anforderungen nicht oder nur zu sehr hohen Kosten direkt elektrifizierbar sind. Dazu gehören insbesondere Teile der Industrie (zum Beispiel die Stahl- oder Glasherstellung) sowie der Schiffs- und Flugverkehr.¹ Daher hat sich die Bundesregierung in der neuen Nationalen Wasserstoffstrategie² das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 eine heimische Elektrolysekapazität von zehn Gigawatt (GW) aufzubauen. Damit könnten voraussichtlich rund 28 Terawattstunden (TWh) grüner Wasserstoff in Deutschland erzeugt werden. Dies entspricht rund einem Viertel bis zu einem Drittel des angenommenen Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030. Benötigt würden dafür ungefähr 40 TWh Strom für die Elektrolyse, was einem Anteil von rund sieben Prozent am heutigen Stromverbrauch entspricht. Ein ausführlicher Hintergrund zum Thema Wasserstoff und eine Analyse der neuen Nationalen Wasserstoffstrategie findet sich in einem weiteren Wochenbericht dieser Ausgabe.³

Bisher werden nur sehr geringe Mengen grüner Wasserstoff in Deutschland produziert. Von der im Jahr 2030 angestrebten Elektrolyseleistung ist derzeit erst rund ein Prozent installiert (circa 0,1 GW).⁴ Beim Hochlauf der grünen Wasserstoffproduktion sind verschiedene Wechselwirkungen mit dem Stromsektor denkbar. Einerseits kann die Produktion grünen Wasserstoffs zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen, wenn sie zeitlich ausreichend

¹ IPCC (2022): Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA (online verfügbar, abgerufen am 23.09.2023). Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt.)

² Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. 26.07.2023 (online verfügbar)

³ Martin Kittel et al. (2023): Nationale Wasserstoffstrategie konsequent und mit klarem Fokus umsetzen. DIW Wochenbericht Nr. 41/1, 561–571 (online verfügbar)

⁴ Ampel-Monitor Energiewende des DIW Berlin (online verfügbar)

flexibel ist.⁵ Zeitliche Flexibilität ergibt sich durch die Speicherung von Wasserstoff. Denn die Speicherung erlaubt es, die Wasserstoffproduktion und damit den Stromverbrauch der Elektrolyse in Stunden mit möglichst günstiger Stromerzeugung zu verschieben. Andererseits führt die grüne Wasserstoffproduktion per Elektrolyse zu einem erhöhten Strombedarf, so dass erneuerbare Energien noch stärker ausgebaut werden müssen. Vor diesem Hintergrund werden mit Hilfe eines Stromsektormodells mögliche Auswirkungen der Produktion grünen Wasserstoffs in Verbindung mit verschiedenen Wasserstoffspeicheroptionen auf den Stromsektor im Jahr 2030 untersucht.⁶ Von Interesse sind die Effekte auf das optimale Kraftwerks- und Stromspeicherportfolio, dessen Einsatz sowie Systemkosten und Preise.

Modellbasierte Analyse für das Jahr 2030

Für die Untersuchung wird das am DIW Berlin quelloffen⁷ entwickelte Stromsektormodell DIETER eingesetzt. Dabei handelt es sich um ein Optimierungsmodell, dessen Ergebnisse sich als idealisiertes langfristiges Marktgleichgewicht interpretieren lassen (Kasten 1).

Modell berechnet optimale Stromversorgung in Deutschland und den Nachbarländern

In dem Modell werden Szenarien für Deutschland, alle Nachbarländer sowie Italien betrachtet. Um die Komplexität der Berechnungen zu reduzieren, wird Wasserstoff und der optimale Ausbau von Kraftwerks- und Speicherkapazitäten nur in Deutschland abgebildet, während der Kraftwerkspark in anderen Ländern konstant gehalten wird (Abbildung 1). Das bedeutet, dass die zusätzliche Stromerzeugung und -nachfrage, die sich durch die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland ergibt, den Stromaustausch mit anderen Ländern steigern oder senken kann. Ein zusätzlicher Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten im Ausland ist im Rahmen der Modellannahmen nicht möglich.

In der jährlichen Bilanz muss das Modell 80 Prozent der Stromnachfrage in Deutschland, die nicht zur Wasserstoffproduktion genutzt wird, mit inländischer erneuerbarer Stromerzeugung decken. Dies entspricht den Zielvorgaben der Bundesregierung für den Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2030.⁸ Darüber hinaus muss der Strom für die Wasserstoffproduktion in der Jahresbilanz zu 100 Prozent durch zusätzliche erneuerbare Energien gedeckt werden.

⁵ Vgl. Dai Wang et al. (2018): Quantifying the flexibility of hydrogen production systems to support large-scale renewable energy integration. *Journal of Power Sources* 399, 383–391; sowie Fabian Stöckl, Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2021): Optimal supply chains and power sector benefits of green hydrogen. *Scientific Reports* 11 (1), 14191.

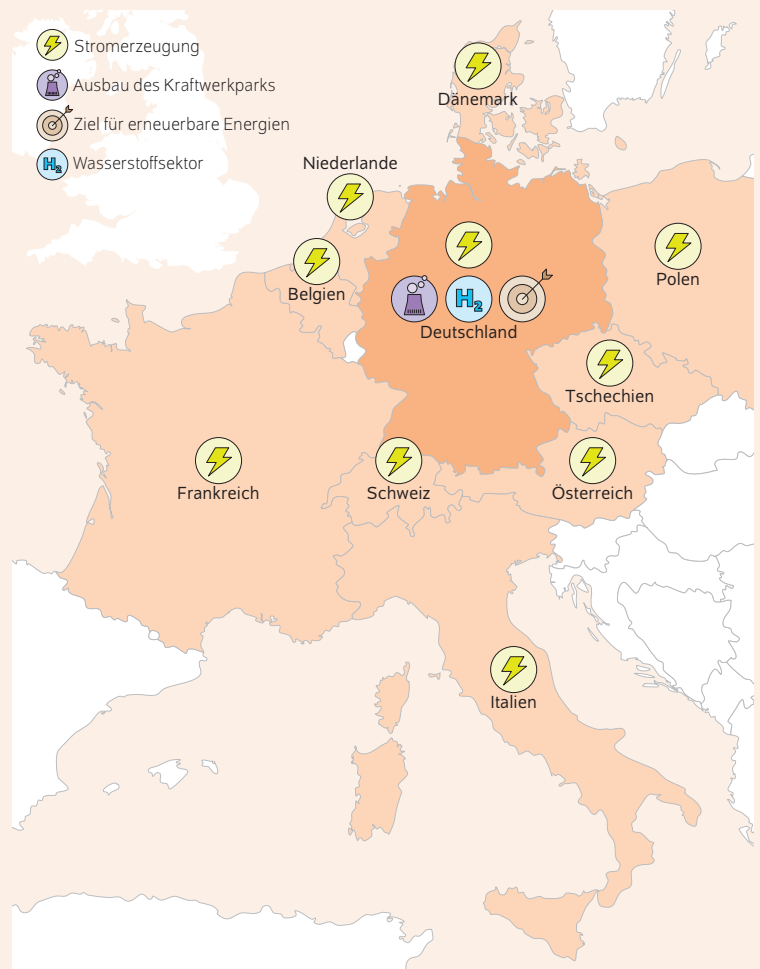
⁶ Für eine Langfassung dieser Studie in englischer Sprache siehe Dana Kirchem und Wolf-Peter Schill (2023): Power sector effects of green hydrogen production in Germany. *Energy Policy* 182, 113738.

⁷ Quelloffenheit bedeutet, dass der gesamte Modellcode frei zur Verfügung steht. Dies dient der Transparenz und Replizierbarkeit.

⁸ Dieses Ziel ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 festgeschrieben. In anderen Ländern werden keine Ziele für erneuerbare Energien berücksichtigt, beziehungsweise ergeben sich implizit aus den dort angenommenen Kraftwerksparks.

Abbildung 1

Sektorale und räumliche Abdeckung des verwendeten Modells



Quellen: Eigene Darstellung

© DIW Berlin 2023

Deutschland wird mit dem höchsten Detailgrad modelliert.

Dies stellt die Produktion von jahresbilanziell grünem Wasserstoff sicher.

Wesentliche Annahmen für die Modellierung des Stromsektors

Die Daten für die stündliche Stromnachfrage, die Netto-transferkapazitäten zwischen den Ländern sowie die Erzeugungskapazitäten der deutschen Nachbarländer stammen aus einem Szenario der europäischen Netzbetreiber.⁹ Diesem Szenario zufolge beträgt die jährliche Gesamtlast, ohne die Stromnachfrage für die Wasserstoffproduktion, in Deutschland 648 TWh und die Spitzenlast beträgt 97 Gigawatt (GW) im Jahr 2030. Für Deutschland werden die Erzeugungskapazitäten des ENTSO-E „Ten-Year Network Development Plans“

⁹ ENTSO-E (2022): TYNDP 2020 Scenarios (online verfügbar). Genutzt wird das Szenario „Distributed Energy“.

Kasten 1

Das Modell DIETER

Das Stromsektormodell DIETER (Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables) ermittelt für gegebene Nachfragedaten die kostenminimale Kombination von Stromerzeugungskapazitäten sowie deren stündlichen Einsatz.¹ Modelliert wird ein komplettes Jahr in stündlicher Auflösung unter der Annahme perfekter Voraussicht. Dies erlaubt eine gute Abbildung der zeitlichen Variabilität von Wind- und Solarenergie sowie der Stromnachfrage. DIETER ist in der Abbildung von sogenannten Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel Energiespeichern sowie Technologien der Sektorenkopplung detaillierter als viele größere Energiesystemmodelle; gleichzeitig ist das Modell schlank genug, um nachvollziehbare länder- und sektorübergreifende Analysen in hoher zeitlicher Auflösung zu ermöglichen. Beschränkte Stromübertragungskapazitäten zwischen Ländern werden berücksichtigt, innerhalb einzelner Länder wird dagegen von perfekt ausgebauten Stromnetzen ausgegangen.

Das Modell enthält eine Vielzahl von Gleichungen, um die Interaktionen im Stromsektor abzubilden. In der Zielfunktion werden die Systemkosten minimiert, die alle variablen und fixen Kosten sowie die Investitionskosten der Stromerzeugung und -speicherung enthalten. Eine Energiebilanz stellt sicher, dass Stromangebot und -nachfrage für jedes Land in jeder Stunde im Gleichgewicht sind. Sie fordert, dass die Stromnachfrage, die Stromspeicherzuflüsse und der Strombedarf für die Wasserstoffproduktion durch die Summe aller inländischen fossilen und erneuerbaren Stromerzeugung, die Stromspeicherentnahmen sowie die Nettostromimporte gedeckt werden müssen.

Wichtige Input-Parameter für das Modell sind die Kapitalkosten und Betriebskosten von Erzeugungs- und Speichertechnologien, deren Wirkungsgrade sowie Zeitreihendaten der Verfügbarkeit für erneuerbare Energien und Lastprofile. Der Modellcode und die hier verwendeten Daten stehen ohne Zugangsbarrieren im Internet, also quelloffen, zur Verfügung.²

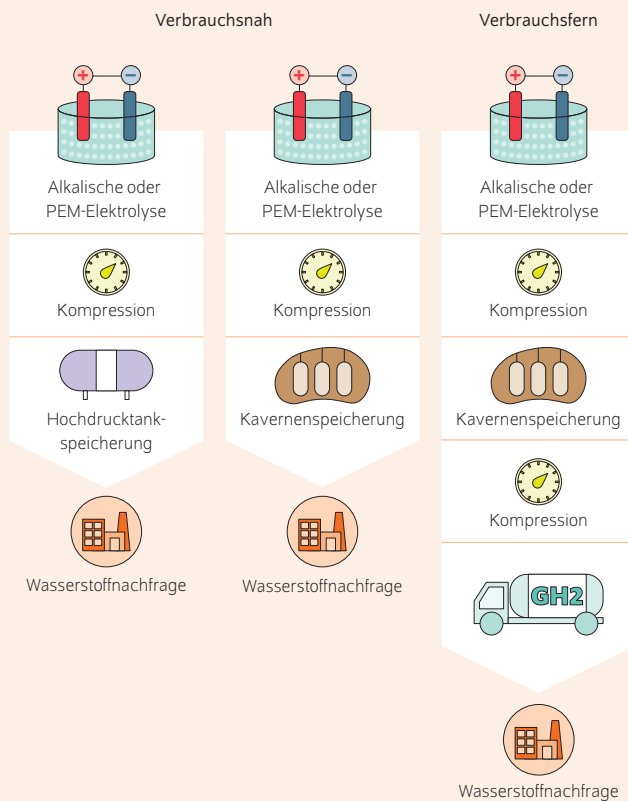
¹ Vgl. Alexander Zerrahn und Wolf-Peter Schill (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, 1518–1534; sowie Carlos Gaete-Morales et al. (2021). DIETERpy: a Python framework for the dispatch and investment evaluation tool with endogenous renewables. *SoftwareX* 15, 100784.

² Code und Daten: <https://gitlab.com/diw-evu/projects/hydrogensupplychains>. Modelldokumentation: https://diw-evu.gitlab.io/dieter_public/dieterpy/.

(TYNDP 2020) als untere Kapazitätsgrenzen für erneuerbare Energiequellen sowie für Stein- und Braunkohle verwendet. Zusätzlich werden obere Kapazitätsgrenzen für den Ausbau der Windkraftleistung angenommen, die bei 30 GW für Windkraft auf See und 100 GW für Windkraft an Land liegen. Diese orientieren sich an den Ausbauzielen der Bundesregierung für die Windkapazität zu Anfang des Jahres

Abbildung 2

Drei alternative Szenarien zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff



Anmerkungen: PEM: Protonenaustauschmembran-Elektrolyse, GH2: gasförmiger Wasserstoff

Quellen: Eigene Darstellung

© DIW Berlin 2023

Die drei modellierten Szenarien betrachten alternative Annahmen zum Ort von Elektrolyse und Nachfrage und zur Wasserstoff-Speicherung.

2022.¹⁰ Im Gegensatz dazu gibt es keine Obergrenze für den Ausbau der Photovoltaik. Für fossile Energieträger wird ein CO₂-Preis von 130 Euro pro Tonne angenommen.¹¹

Annahmen zur Wasserstoffproduktion in Deutschland

Die Produktion und Nachfrage von grünem Wasserstoff wird in der Modellanalyse nur in Deutschland explizit abgebildet.¹² Bestimmt werden die kostenminimierenden Investitionen in Elektrolysekapazitäten und Wasserstoffspeicher sowie die stündliche Nutzung dieser Technologien. Dabei stehen zwei verschiedene Elektrolyseverfahren

¹⁰ Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 wurde das Ausbauziel für Windkraft an Land im Jahr 2030 auf 115 GW erhöht. Die hier angenommene niedrigere Obergrenze von 100 GW ist etwas konservativer, da die Erreichung des Windkraft-Ausbauziels unsicher ist (vgl. Diskussion im Podcast fossilfrei Folge #6, online verfügbar).

¹¹ Vgl. Robert C. Pietzcker et al., (2021): Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030. Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (online verfügbar).

¹² In den Nachbarländern ist eine (zeitlich nicht optimierte) Wasserstoffproduktion implizit in den Lastzeitreihen der ENTSO-E berücksichtigt.

zur Verfügung: alkalische Wasserelektrolyse und die Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM). Die alkalische Wasserelektrolyse hat niedrigere Investitions- und Betriebskosten, aber einen geringeren Wirkungsgrad. PEM hingegen ist teurer, aber auch energieeffizienter.¹³ Bei den Wasserstoffspeichern werden teurere Drucktanks und günstigere Kavernen unterschieden. Die Speicheralternativen werden in den Szenarien exklusiv berücksichtigt, es steht also immer nur eine Speicheroption zur Verfügung. Die Kompression vor der Speicherung sowie der damit zusammenhängende Stromverbrauch werden ebenfalls berücksichtigt.

Der angenommene Wasserstoffbedarf von 28 TWh ergibt sich aus der neuen Nationalen Wasserstoffstrategie.¹⁴ Dabei wird im Modell von einer nicht näher spezifizierten industriellen Wasserstoffnachfrage ausgegangen mit einem konstanten stündlichen Nachfrageprofil.

Szenarien mit verschiedenen Annahmen zu Wasserstoffspeichern

Das Modell wird für verschiedene Szenarien des Jahres 2030 angewandt, die sich in Hinblick auf die angenommenen Wasserstofflieferketten unterscheiden (Abbildung 2). Im ersten Szenario wird Wasserstoff am Ort des Bedarfs erzeugt. Dort können als Speicheroption annahmegemäß nur relativ teure Wasserstoff-Drucktanks gebaut werden. Im zweiten und dritten Szenario können kostengünstigere unterirdische Kavernenspeicher genutzt werden. Die Speicheroptionen unterscheiden sich im Hinblick auf maximale Speicherkapazität und Investitionskosten (Kasten 2). Im zweiten Szenario wird angenommen, dass der Wasserstoff direkt am Standort einer solchen Kaverne benötigt wird, oder ein leistungsfähiges Wasserstoffnetz die Kavernen mit den Anlagen des Wasserstoffverbrauchs verbindet. In einem dritten Szenario wird angenommen, dass Elektrolyse und Kavernenspeicher 250 Kilometer vom Ort des Wasserstoffbedarfs entfernt sind und dass der Wasserstoff als Druckgas per Tankcluster transportiert werden muss.

Grüne Wasserstoffproduktion erfordert zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien

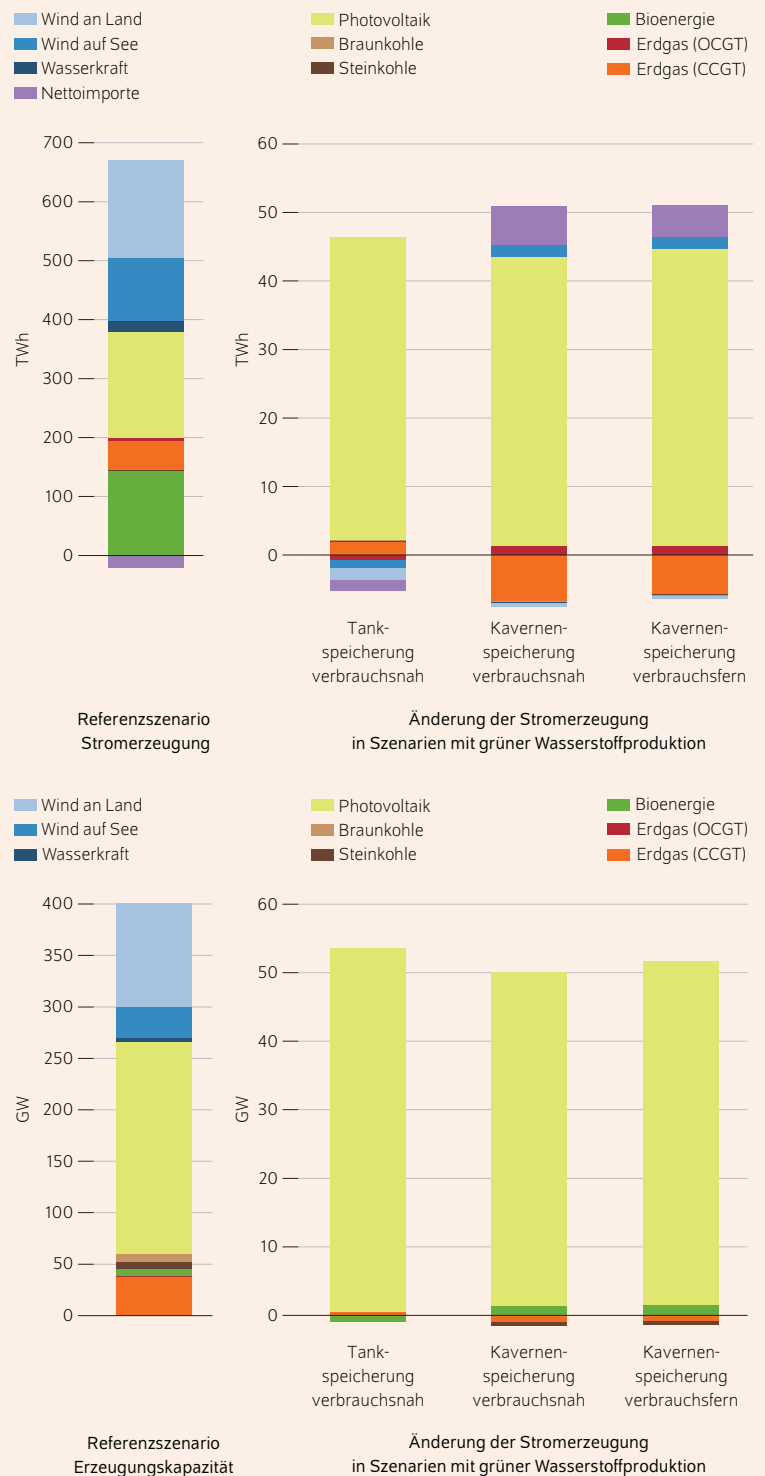
Die Ergebnisse im Referenzszenario ohne grüne Wasserstoffproduktion zeigen, dass ein großer Teil der installierten Stromerzeugungsleistung im Jahr 2030 aus Photovoltaik besteht (Abbildung 3, links). Der Ausbau der Stromerzeugung aus Solarenergie ist erforderlich, um das Ziel von 80 Prozent erneuerbaren Energien nach Ausschöpfung der als begrenzt angenommenen Ausbaumöglichkeiten der Windenergie zu erreichen. Gesicherte Leistung wird darüber hinaus insbesondere von Erdgaskraftwerken bereitgestellt.

Die zusätzliche Erzeugung von grünem Wasserstoff erfordert in allen Speicherszenarien einen Ausbau der erneuerbaren

Abbildung 3

Ergebnisse der Modellierung: Stromerzeugung und Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2030

In TWh (jährliche Stromerzeugung) und GW (Erzeugungskapazitäten)



Anmerkung: OCGT: Offene Gasturbinen; CCGT: Gas- und Dampfkraftwerke

Quellen: Eigene Berechnungen

© DIW Berlin 2023

In allen Szenarien wird in großem Umfang Photovoltaik zugebaut.

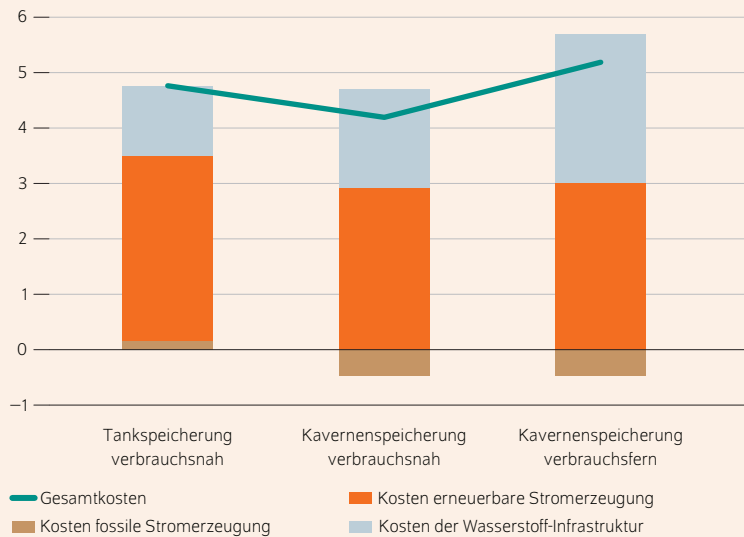
¹³ Sayed M. Saba (2018): The investment costs of electrolysis—A comparison of cost studies from the past 30 years. International Journal of Hydrogen Energy 43 (3), 1209–1223.

¹⁴ Vgl. Kittel et al. (2023) a. a. O.

Abbildung 4

Zusätzliche Gesamtkosten aufgrund der heimischen Wasserstoffproduktion

In Millionen Euro pro Jahr



Anmerkungen: Die Balken zeigen die Kostenbestandteile, die die Gesamtkosten erhöhen oder senken. Die grüne Linie stellt den Nettoeffekt auf die Gesamtkosten dar.

Quellen: Eigene Berechnungen

© DIW Berlin 2023

Die zusätzlichen Gesamtkosten sind bei der verbrauchsnahe Kavernenspeicherung am niedrigsten.

Energien, der aufgrund der begrenzten Ausbaumöglichkeiten der Windkraft überwiegend aus Photovoltaik (PV) besteht.¹⁵ Der optimale PV-Zubau liegt zwischen 48 GW und 53 GW, was gegenüber der Referenz ohne Erzeugung von grünem Wasserstoff eine Steigerung von rund 25 Prozent bedeutet. Zum Vergleich: heute liegt die installierte Photovoltaikkapazität in Deutschland bei rund 75 GW; sie soll bis 2030 auf 215 GW fast verdreifacht werden.¹⁶ Am größten ist der Photovoltaikausbau im Szenario mit verbrauchsnahe Speicherung in Hochdrucktanks; am geringsten ist er, wenn Wasserstoff in Kavernen gespeichert werden kann. Das liegt daran, dass große Kavernenspeicher einen streichen besseren Ausgleich zwischen den saisonalen Schwankungen der Solarenergieerzeugung und dem Wasserstoffbedarf ermöglichen.

Bei der Stromerzeugung ergibt sich ein ähnliches Bild: der Großteil des zusätzlich benötigten Stroms wird aus Photovoltaik erzeugt. Sind nur teure (und entsprechend kleine) verbrauchsnahe Wasserstoff-Tankspeicher verfügbar, wird sogar noch etwas weniger Windenergie genutzt als im Referenzszenario. In den Szenarien mit Kavernenspeicherung

erhöht sich (bei gleichbleibenden Kapazitäten) dagegen die Stromerzeugung der Windkraft auf See, da die Speicher eine Nutzung von ansonsten abgeregelten Erzeugungsspitzen erlauben. Gleichzeitig gehen die Stromexporte sowie die fossile Stromerzeugung aus Erdgas zurück.

Gesamtkosten sind bei verbrauchsnahe Kavernenspeicherung am niedrigsten

Die Gesamtkosten der Stromversorgung sind am niedrigsten, wenn eine Kavernenspeicherung möglich ist, wenn also die Wasserstoffnachfrage am Ort der Kaverne liegt oder ein leistungsfähiges Wasserstoffnetz vorhanden ist (Abbildung 4). Wasserstoffkavernen bieten eine hohe zeitliche Flexibilität, was eine hohe Auslastung der erneuerbaren Energien sowie Einsparungen bei der fossilen Stromerzeugung ermöglicht.¹⁷ Können dagegen nur Hochdrucktanks für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden, sind die Zusatzkosten im Stromsektor höher. Dies liegt daran, dass die Investitionen pro Einheit gespeichertem Wasserstoff bei Druckspeichern deutlich höher sind als bei Kavernen. Wenn Wasserstoff per Lastwagen über die Straße transportiert wird, können die zusätzlichen Transportkosten die Flexibilitätsvorteile der Kavernenspeicherung überwiegen.¹⁸

Die Kosten steigen zu einem großen Teil aufgrund der Investitionen in erneuerbare Energieerzeugungskapazitäten. Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff, inklusive der Kapital- und Betriebskosten der Elektrolyse und der Kompression vor der Speicherung, sind eine weitere wichtige Kostenkomponente. Diese sind bei den Szenarien mit Kavernenspeicherung in der Regel höher, da auch höhere Elektrolyseurkapazitäten im Vergleich zu Wasserstoff-Lieferketten mit Tankspeichern installiert werden. Kavernenspeicher senken jedoch gleichzeitig die variablen Kosten für die fossile Stromerzeugung.

Die Auswirkungen von grünem Wasserstoff auf das Stromsystem sind auch von der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätsmaßnahmen abhängig. In dieser Studie sorgt vor allem der Stromaustausch mit den Nachbarländern dafür, dass die Variabilität von erneuerbaren Energien und die Nachfrage über verschiedene Länder günstiger ausgeglichen werden können.¹⁹ In einem kontrafaktischen Szenario ohne Strom-austausch mit dem Ausland würde sich der Wert einer flexiblen Wasserstofflieferkette noch einmal deutlich erhöhen.²⁰ Die Ergebnisse hängen auch davon ab, in welchem Umfang andere Flexibilitätsoptionen genutzt werden können, wie

¹⁵ In der Langfassung dieser Studie sind weitere Szenariorechnungen mit unbeschränktem Windkraftausbau enthalten, in denen statt der Photovoltaik die Windkraft stark ausgebaut wird. Vgl. Kirchmeyer und Schill (2023) a. a. O.

¹⁶ Ampel-Monitor Energiewende des DIW Berlin (online verfügbar)

¹⁷ Vgl. auch Jan Michalski et al. (2017): Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition. International Journal of Hydrogen Energy 42 (19), 13427–13443.

¹⁸ Ein Pipeline-basierter Wasserstofftransport verursacht ebenfalls Kosten, allerdings deutlich geringere als ein Lkw-Transport, so dass hier von ihnen abgesehen wird.

¹⁹ Vgl. Alexander Roth und Wolf-Peter Schill (2023): Geographical balancing of wind power decreases storage needs in a 100 percent renewable European power sector. iScience 26(7), 107074

²⁰ Für entsprechende Szenariorechnungen siehe Kirchmeyer und Schill (2023) a. a. O.

Kasten 2

Wasserstoffspeicher

Für die Tankspeicherung von Wasserstoff kommt die Druckgasspeicherung oder die Flüssiggasspeicherung in Frage. Bei ersterem wird das Wasserstoffgas mithilfe von Kompressoren auf ein hohes Druckniveau verdichtet. Für die Tankspeicherung größerer Mengen Wasserstoff kann er auch verflüssigt werden, was aber eine starke Kühlung des Gases verlangt und daher energieintensiver ist. Die Flüssiggasspeicherung wird in dieser Studie nicht berücksichtigt. Tankspeicher sind in der Anschaffung vergleichsweise teuer. Zur saisonalen Speicherung sehr großer Mengen Wasserstoff eignen sie sich aufgrund der begrenzten Kapazität daher nicht.

Hierfür bieten sich stattdessen unterirdische Kavernen an.¹ Diese bestehen aus Hohlräumen, die in Salzstöcken durch Ausspülen des Salzes geschaffen werden. In diesen Hohlräumen können dann unter geringem Druck verschiedene Energieträger gespeichert werden. Derzeit werden Kavernen in Deutschland vor allem zur Erdgasspeicherung genutzt. Das Gestein garantiert dabei eine hohe natürliche Dichtheit, die eine weitere Auskleidung unnötig macht. In Deutschland gibt es europaweit das größte Potenzial für Wasserstoff-Kavernenspeicher. Geeignete Standorte hierfür sind jedoch weitgehend auf den Norden Deutschlands beschränkt.²

¹ Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland (online verfügbar).

² Vgl. Dilara G. Caglayan et al. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy 45(11), 6793–6805; sowie Nationaler Wasserstoffrat (2021), a.a.O.

beispielsweise Batteriespeicher oder verschiebbare Lasten bei Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen.²¹

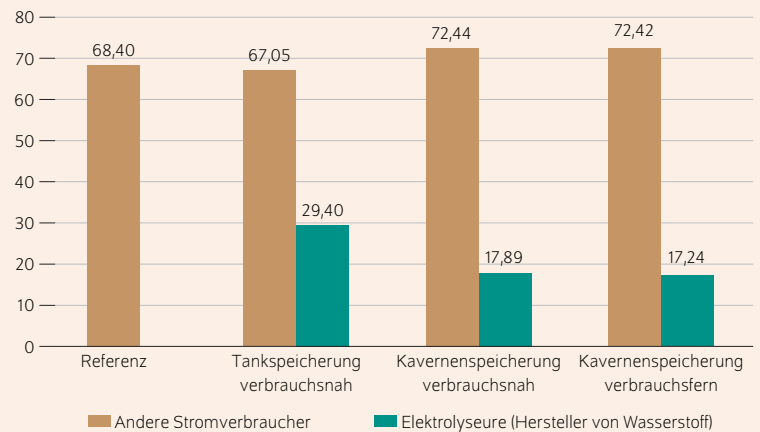
Strompreise für flexible Wasserstoffherzeuger deutlich geringer als für andere Stromverbraucher

Die durchschnittlichen jährlichen Großhandelsstrompreise, die Elektrolyseure (Hersteller von Wasserstoff) und andere Stromverbraucher in den verschiedenen Wasserstoffszenarien zahlen, unterscheiden sich stark (Abbildung 5). Der durchschnittliche Strompreis für die Elektrolyse ist in allen Szenarien deutlich niedriger als die durchschnittlichen Preise für die restliche Stromnachfrage. Das liegt daran, dass Produzenten von grünem Wasserstoff das zeitliche Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen nutzen können, um in Zeiten mit niedrigen Preisen zu produzieren. Dies ist in höherem Maße möglich, wenn kostengünstige Kavernen gebaut werden können, was sich in niedrigeren Durchschnittspreisen als bei der Tankspeicherung niederschlägt.

²¹ Vgl. Alexander Roth et al. (2023): Flexible heat pumps: must-have or nice to have in a power sector with renewables? (online verfügbar)

Abbildung 5

Durchschnittliche jährliche Großhandelsstrompreise für Elektrolyseure und andere Stromverbraucher In Euro pro MWh



Quellen: Eigene Berechnungen

© DIW Berlin 2023

Elektrolyseure können im Jahresdurchschnitt Stunden mit deutlich geringeren Strompreisen nutzen als andere Verbraucher.

Die übrigen Stromnachfrager, die eine solche zeitliche Flexibilität annahmegemäß nicht haben, müssen deutlich höhere durchschnittliche Großhandelspreise zahlen. Darüber hinaus steigt der Durchschnittspreis ihrer Stromnachfrage auch noch leicht gegenüber der Referenz ohne Wasserstoff, wenn Wasserstoff-Kavernen vorhanden sind. Dies liegt daran, dass die durch Kavernen zeitlich flexibler einsetzbaren Elektrolyseure eine deutlich höhere Stromnachfrage in Stunden mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien verursachen, was die Preise in diesen Stunden erhöht. Die höhere Flexibilität, die Wasserstoff-Kavernenspeicher in das System bringen, kommt also nur den Elektrolyseuren zugute und nicht den anderen Stromverbrauchern.

Fazit: Politik sollte Ausbau von erneuerbaren Energien und Wasserstoffspeichern vorantreiben

Der Strombedarf für die grüne Wasserstoffproduktion erfordert einen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien. Unter der Annahme, dass die Windkraft bis 2030 nicht beliebig weit ausgebaut werden kann, geht eine heimische Erzeugung von grünem Wasserstoff in Höhe von 28 TWh im Jahr 2030 in den modellierten Szenarien mit einem zusätzlichen Ausbau der Photovoltaik von 25 Prozent gegenüber einem Referenzszenario ohne heimische Wasserstoffproduktion einher. Zentrale Wasserstoff-Kavernenspeicher können wertvolle zeitliche Flexibilität zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung bereitstellen und helfen, Windkraft- und Photovoltaikanlagen besser auszulasten. Perspektivisch werden sie in Kombination mit Wasserstoff-Gasturbinen auch als saisonale Stromspeicher an Bedeutung gewinnen. Sind zur Nutzung solcher Kavernen allerdings Lkw-basierte Transporte von Wasserstoff

erforderlich, können die zusätzlichen Wasserstofftransportkosten die Flexibilitätsvorteile der Kavernen aufwiegen.

Die Modellrechnungen legen mehrere politische Schlussfolgerungen nahe. Erstens führt selbst eine gegenüber dem gesamten Wasserstoffbedarf des Jahres 2030 moderat erscheinende heimische Produktion von grünem Wasserstoff von 28 TWh zu einem beträchtlichen zusätzlichen Bedarf an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. Daher sollten die politischen Entscheidungsträger*innen den schnellen Kapazitätsausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben. Zweitens ist eine höhere zeitliche Flexibilität der Lieferketten für grünen Wasserstoff aus Sicht des Energiesystems wünschenswert. Politische Entscheidungsträger*innen sollten daher diese Flexibilität unterstützen,

indem sie beispielsweise die Entwicklung und Netzeinbindung kostengünstiger Kavernen für die Wasserstoffspeicherung befördern. Drittens sollten Wasserstoffproduzenten Anreize bekommen, die Flexibilitätspotenziale bei Investitions- und Betriebsentscheidungen der Wasserstoffinfrastruktur zu heben. Dazu sollte das Preissignal des Stromgroßhandelsmarkts möglichst unverzerrt bei ihnen ankommen. Gleichzeitig sollte die Politik die tendenziell negativen Verteilungseffekte der Wasserstofferzeugung auf andere, weniger flexible Stromverbraucher beachten. Die Wasserstoffproduzenten sollten von den Flexibilitätsvorteilen profitieren, die sie dem Stromsektor bieten; allerdings müssten nachteilige Auswirkungen auf andere Stromverbraucher minimiert werden. Hierfür wäre es hilfreich, wenn die Flexibilität der Stromnachfrage in allen Sektoren gestärkt würde.

Dana Kirchem ist wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | dkirchem@diw.de

Wolf-Peter Schill ist Leiter des Forschungsbereichs „Transformation der Energiewirtschaft“ in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im DIW Berlin | wschill@diw.de

JEL: Q41; Q48

Keywords: hydrogen; storage; renewable energy; power sector modeling

SOEP Papers Nr. 1192

2023 | Alexander Bertermann, Daniel A. Kamhöfer, Hannah Schildberg-Hörisch



More Education Does Make You Happier – Unless You Are Unemployed

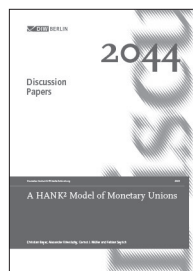
This paper investigates the causal effect of education on life satisfaction, exploring effect heterogeneity along employment status. We use exogenous variation in compulsory schooling requirements and the build-up of new, academically more demanding schools, shifting educational attainment along the entire distribution of schooling. Leveraging plant closures and longitudinal information, we also address the endogeneity of employment status. We find a positive effect of education on life satisfaction for employed individuals, but a negative one for those without a job. We propose an aspiration-augmented utility function as a unifying explanation for the asymmetric effect of education on life satisfaction.

www.diw.de/publikationen/soeepapers



Discussion Papers Nr. 2044

2023 | Christian Bayer, Alexander Kriwoluzky, Gernot J. Müller, Fabian Seyrich



A HANK2 Model of Monetary Unions

How does a monetary union alter the impact of business cycle shocks at the household level? We develop a Heterogeneous Agent New Keynesian model of two countries (HANK2) and show in closed form that a monetary union shifts the adjustment to a shock horizontally—across countries—within the brackets of the union-wide wealth distribution rather than vertically—that is, across the brackets of the union-wide wealth distribution. Calibrating the model to the euro area reveals that a monetary union alters the impact of shocks most strongly in the tails of the wealth distribution but leaves the middle class almost unaffected.

www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere





ALEXANDER S. KRITIKOS

Arbeitspflicht für Geflüchtete: Wenn Politik dem Populismus erliegt

Alexander S. Kritikos ist Forschungsdirektor und Mitglied im Vorstand des DIW Berlin. Der Kommentar gibt die Meinung des Autors wieder.

Angesichts wieder steigender Zahlen von Geflüchteten in Deutschland hat die Debatte im Umgang mit diesen Menschen eine unschöne Wendung genommen. Zunehmend fordert die Politik parteiübergreifend eine Arbeitspflicht für Geflüchtete, als hätte man wirklich nichts aus der letzten Zuwanderung von Geflüchteten aus den Jahren 2015 und 2016 gelernt.

Fest steht: Die meisten Menschen wollen arbeiten. Das gilt für Deutsche ebenso wie für Geflüchtete, die etwa als Asylbewerber nach Deutschland kommen. Diese Menschen haben häufig in ihrem Heimatland in einem erlernten Beruf gearbeitet und Fähigkeiten erworben. Gleichzeitig gibt es in Deutschland aufgrund seines demographischen Problems einen erheblichen Arbeitskräftebedarf. Zweifelsohne ist es eine besonders große Herausforderung, das Arbeitsangebot der Geflüchteten mit der Nachfrage nach Arbeitskräften in Einklang zu bringen, die sich vom Einstellungsprozess Nicht-Geflüchteter erheblich unterscheidet. Werden potenzielle Personen identifiziert, müssen deren Qualifikationen beurteilt werden. Oft haben Geflüchtete mangelnde Sprachkenntnisse und unzureichende Qualifikationen für die angestrebte Tätigkeit.

Zur Lösung dieser Herausforderungen haben Unternehmen und staatliche Stellen in den vergangenen Jahren eine geeignete Kombination von Maßnahmen entwickelt. Zunächst erhalten Geflüchtete, die einen Job suchen, Zugang zu allgemeinen und berufsbegleitenden Sprachkursen. Weiterhin bietet die öffentliche Hand Unterstützung bei Ausbildungen an, etwa in Form der Einstiegsqualifizierung. Der wichtigste Schritt besteht in der Qualifikationsanalyse: Bei einer Probearbeit können Unternehmen fehlende Qualifikationen erkennen und – bei positivem Einstellungsbeschluss – Förderungsbedarf identifizieren. Mit Fort- und Weiterbildungen lassen sich dann gezielt Qualifikationen vermitteln, die neuangestellte Geflüchtete bei Arbeitsbeginn noch nicht hatten. Schließlich müssen die Unternehmen nach Einstellung die neue Arbeitskraft einarbeiten und in die Belegschaft integrieren.

All das ist zweifellos aufwendig, aber der Aufwand lohnt. Weit mehr als die Hälfte der Geflüchteten der Jahre 2015 und 2016 hat mittlerweile eine abhängige Beschäftigung gefunden. Sie tragen heute als Steuerzahlende und Konsumierende positiv zur Entwicklung der gesamten deutschen Wirtschaft bei.

Insofern sitzen diejenigen, die nun einer Verpflichtung zur gemeinnützigen Arbeit für Geflüchtete das Wort reden, dem Wahlkampfgetöse auf. Gern wird dort mit abwertenden Aussagen wie dem „Sozialtourismus“ und „Sozialschmarotzern“ der Eindruck erzeugt, Geflüchtete seien arbeitsunwillig und kämen wegen der Sozialleistungen nach Deutschland. Das genau trifft auf die überwiegende Mehrzahl gerade nicht zu. Tragisch ist, wenn die Politik ihrem eigenen Bierzelpopulismus nun auch noch selbst Glauben schenkt.

Statt einer solchen Arbeitspflicht das Wort zu reden, sollte die Politik in Deutschland anfangen, bürokratische Hemmnisse für Geflüchtete abzubauen, die den ohnehin schwierigen Abgleich von Angebot und Nachfrage zusätzlich behindern. Denn Geflüchtete werden nach dem so genannten Königsteiner Schlüssel zugeteilt, der sie im Verhältnis zur Bevölkerung einzelnen Regionen zuordnet, ohne die Wirtschaftskraft und die Bedarfe auf den lokalen Arbeitsmärkten zu berücksichtigen.

Entsprechend sollte sich die Politik eher dafür einsetzen, die regionale Zuteilung der Geflüchteten stärker am Arbeitskräftebedarf ausrichten. Außerdem ist es wichtig, dass die Politik aus den positiven Erfahrungen bei der Integration Geflüchteter lernt und die oben beschriebenen Prozesse strukturell weiterentwickelt. Zentral ist die künftige Ausgestaltung der Sprachkurse, die Unternehmen als essenziellen Bestandteil für eine gelingende Integration betrachten. Denn es ist für uns als Gesellschaft viel produktiver, wenn Geflüchtete hier in den Jobs arbeiten, die sie gelernt haben, anstatt einer gemeinnützigen Arbeit nachzugehen, die selten ihren Berufserfahrungen entspricht. Auch diese setzt aufwendige Sprachkurse und kostspielige Einarbeitung voraus, die Geflüchtete aber nicht für den hiesigen Arbeitsmarkt vorbereitet.