

Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperations-po- tenziale für Deutschland

Kurzanalyse zu ausgewählten Aspekten potenzieller Nicht-EU-
Partnerländer

Autor/Innen:

Miha Jensterle, Jana Narita, Raffaele Piria (adelphi)

Jonas Schröder, Karoline Steinbacher (Navigant)

Farhanja Wahabzada, Tobias Zeller (GIZ)

Kilian Crone, Sebastian Löchle (dena)

Stand: 4. Oktober 2019

Mit inhaltlicher Unterstützung von:

Einführung

Die vorliegende Kurzanalyse wurde im Auftrag von Ellen von Zitzewitz, Referat BMWi-IIA2, erstellt und ist zunächst ausschließlich für den hausinternen Gebrauch im BMWi vorgesehen. Verfasst wurde sie von einem Expertenteam aus den Durchführungsorganisationen der Energiepartnerschaften (EP) bzw. Energiedialogen (ED) des BMWi. Die NOW GmbH, der DWV, und der VDMA wurden insbesondere zu Kapitel 3 konsultiert. Die Verantwortung über die Inhalte liegt ausschließlich bei den Autor/Innen.

Auf Wunsch des Auftraggebers handelt es sich hier um eine sehr konzise und ausschließlich auf Grünwasserstoff¹ fokussierte Übersicht. Erläuterungen und weiterführende Informationen sind im Anhang zu finden. Eine umfassendere Literaturanalyse würde eine umfangreichere Studie erfordern. Ergänzend werden in einigen Ländervorhaben für ausgewählte EP- und ED-Länder Analysen der jeweiligen Wasserstoff- bzw. PtX-Entwicklungen und Debatten erstellt.²

Definitionen und Einschränkungen

Diese Analyse **ist auf grünen Wasserstoff** aus Elektrolyse, für die Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) verwendet wird, eingegrenzt.

Grünwasserstoff kann als Ausgangspunkt für alle weiteren strombasierten synthetischen Kraftstoffe wie etwa synthetisches Methan, Methanol, flüssige Kohlenwasserstoffe und Ammoniak verwendet werden. Eine Unterscheidung mit diesen weiteren synthetischen Kraftstoffen war im Rahmen dieser Kurzanalyse nicht möglich. Trotzdem ist anzumerken, dass eine solche Unterscheidung eine wesentliche Rolle vor allem hinsichtlich der potentiellen Herkunftsländer spielt: Denn die Art des synthetischen Kraftstoffes kann die Kosten von Herstellung und insbesondere des Transports nach Deutschland erheblich beeinflussen.

Die vorliegende Analyse **beschränkt sich auf Nicht-EU-Länder**, weil nur diese im Zuständigkeitsbereich des Referats BMWi-IIA2 liegen. Wir weisen jedoch darauf hin, dass EU-Länder in mehrerlei Hinsicht strategische Kooperationspartner sein können und teilweise bereits sind, u.a. unter folgenden Aspekten:

- Bezüglich der Definition von Standards und Zertifizierungsverfahren für Grünwasserstoff. Hier könnten einzelne EU-Länder und die EU als Ganzes eine wichtige Rolle neben Deutschland spielen.
- Als Exportmärkte für deutsche H₂-Technologie.
- Als Partner sowohl bei der Einrichtung von Leuchtturmprojekten im Bereich Elektrolyse (z.B. Offshore-Wind in der Nordsee) als auch bei der Anpassung oder dem Ausbau der Transportinfrastruktur für Grünwasserstoff.
- Als Herkunftsländer kommen EU-Länder zu einem geringeren Maß in Frage. Laut einigen Quellen bestehen zwar erhebliche Grünwasserstoff-Produktionspotenziale z.B. in Spanien und dem Vereinigten Königreich, jedoch dürften alle EU-Länder einen erheblichen Eigenbedarf an Grünwasserstoff haben, um ihre verbindlichen Klimaziele zu erreichen.

¹ Der Fokus auf Grünwasserstoff beruht auf der Priorisierung in der Debatte in Deutschland. In anderen Ländern steht CO₂-armer „Blauwasserstoff“ auf Grundlage von fossilen Rohstoffen in Verbindung mit CCS hinsichtlich des Klimaschutzes stärker im Fokus.

² Unter anderem für Australien, Japan, Kalifornien, Marokko, Vereinigte Arabische Emirate.

1 Potenzielle Herkunftsländer

Leitfrage:

Welche Länder eignen sich mittel- und langfristig als Lieferanten von Grünwasserstoff für Deutschland?

Kriterien bis 2030 und 2050:

Mittelfristig (bis 2030) steht die Machbarkeit erster Demonstrations- oder kommerzieller Projekte im Fokus, die maßgeblich durch folgende Faktoren beeinflusst wird:

- a) Niedrige Grünwasserstoff-Herstellungs- und Transportkosten. Die entscheidenden Kostenfaktoren sind: EE-Ressourcen; Kapitalkosten (Länderrisikoprämie); Verfügbarkeit bestehender Transportinfrastruktur (Häfen mit entsprechenden Anlagen, Gaspipelines).
- b) Politisch-ökonomischer Rahmen, u.a. das Interesse von Politik und Wirtschaft an Entwicklung einer Grünwasserstoff-Wertschöpfungskette; die Verfügbarkeit qualifizierter Fachkräfte; Qualität der öffentlichen Verwaltung; (Investitions)sicherheit; das Bestehen einer Energiepartnerschaft oder die allgemeine Qualität der bilateralen Beziehungen mit Deutschland.

Bis 2030 ist nicht zu erwarten, dass Deutschland große Mengen an Grünwasserstoff importieren wird. Daher spielen in diesem Zeitraum weder das Volumen des Grünwasserstoff-Exportpotenzials eines Landes noch die THG-Intensität seines Energiesystems³ eine zentrale Rolle, sondern die Möglichkeit, Grünwasserstoff-Herstellung zeitnah und kostengünstig unter realen Bedingungen zu entwickeln.

Langfristig (2050) werden auch die absoluten Volumina der Grünwasserstoff-Exportpotenziale eine entscheidende Rolle spielen. Denn Deutschland wird voraussichtlich erhebliche Mengen an Grünwasserstoff importieren müssen, um seine Energie- und Klimaziele ökonomisch effizient zu erreichen, ohne dabei die Grenzen der Akzeptanz für einheimische EE-Erzeugung zu überschreiten (vgl. Gerbert et al. 2018, Hecking et al. 2018, Pfluger et al. 2017).

Unter Berücksichtigung dieser Erwägungen stehen langfristig folgende Faktoren in Fokus:

- c) Alle für 2030 oben genannten Punkte. Durch den längeren Zeitraum können bei einigen Faktoren (z.B. Transportinfrastruktur, Kapitalkosten) erhebliche Änderungen eintreten, andere Faktoren (v.a. EE-Ressourcen) sind jedoch relativ statisch.
- d) Flächenrestriktionen für EE-Anlagen und Elektrolyseure: Die entscheidenden Faktoren sind Bevölkerungsdichte, Landbeschaffenheit, ökonomische, soziale und ökologische Kosten der Landnutzung; Akzeptanz der Bevölkerung und Politik.
- e) Restriktionen durch Wasser: Kosten des Zugangs zu Wasser, nachhaltige Verfügbarkeit von Wasser für die EE-Erzeugung und die Elektrolyseure.⁴

³ Die THG-Intensität des Energiesystems des jeweiligen Landes wurde in der Tabelle „Perspektive 2030“ als zusätzliche Information aufgeführt, jedoch nicht bei der Gesamtbewertung der Länder berücksichtigt, denn der Expertenkreis sah keine eindeutige Antwort auf die Frage, welche Auswirkungen eine gewisse THG-Intensität des Energiesystems auf die Akzeptanz für Grünwasser- Leuchtturmprojekte (im Zielland als auch in Deutschland) hätte.

⁴ Zur nachhaltigen Produktion von PtX-Stoffen siehe Kasten und Heinemann 2019.

- f) Exportrestriktionen durch Eigenenergiebedarf: Dekarbonisierung des nationalen Energiesystems muss in Herkunftsländern Priorität vor Exporten haben.⁵

Die folgenden qualitativen Einschätzungen über die Eignung und das Potenzial der Herkunftsländer in den Perspektiven 2030 und 2050 beruhen auf den oben genannten Kriterien und auf den im Anhang erläuterten Ansätzen und Quellen.

Besonders geeignete Herkunftsländer (Perspektive 2030)

<u>Höchste Eignung:</u>	Island, Kanada, Marokko, Norwegen, Tunesien, Türkei.
<u>Gute Eignung:</u>	Ägypten, Algerien, Argentinien, Australien, Brasilien, Chile, Indien, Kasachstan, Katar, Kenia, Neuseeland, Oman, Russland, Saudi-Arabien, Südafrika, Ukraine, USA, VAE.
<u>Weitere geeignete Länder:</u>	Äthiopien, China, Iran, Mexiko, Namibia, Nigeria.

Absolutes Exportpotenzial (Perspektive 2050)

<u>Höchstes Potenzial:</u>	Ägypten, Algerien, Argentinien, Australien, Kanada, Kasachstan, Russland, Saudi-Arabien.
<u>Gutes Potenzial:</u>	Äthiopien, Brasilien, Chile, Iran, Island, Kenia, Marokko, Mexiko, Namibia, Nigeria, Norwegen, Oman, Südafrika, USA.
<u>Weiteres Potenzial:</u>	China, Indien, Katar, Neuseeland, Tunesien, Türkei, Ukraine, VAE.

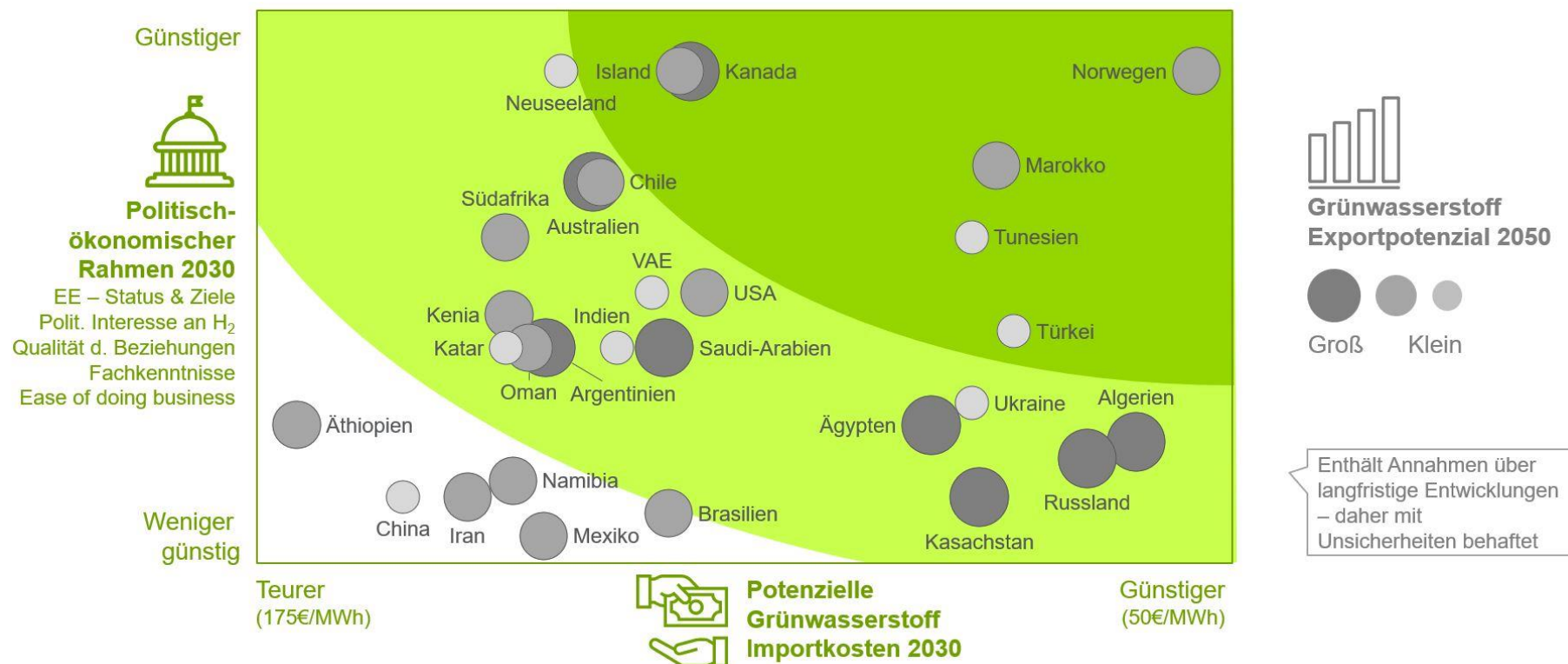
Erläuterung der Methodik anhand weniger Beispiele für 2030 und 2050

Marokko und Norwegen 2030: Hinter Norwegen, Algerien und Russland weist Marokko den viertniedrigsten Grenzübergangspreis für Grünwasserstoff auf (siehe Anhang: Besonders geeignete Herkunftsländer 2030 - Kosten). Das ergibt sich vor allem aus den besonders niedrigen Transportkosten (Pipeline) dieser vier Länder, die ihre insgesamt mittelmäßigen (in Vergleich mit anderen berücksichtigten Ländern) Herstellungskosten mehr als ausgleichen. Marokko und Norwegen punkten durch eine „hohe“ Gesamtbewertung der qualitativen Kriterien in Vergleich zu Algerien und Russland (beide „niedrig“). Bei dieser Bewertung spielen die angenommenen EE-Anteile bis 2030 sowie die Qualität der bilateralen Beziehungen eine entscheidende Rolle.

Algerien, Australien, Kanada, Russland und Saudi-Arabien 2050: Die in der Perspektive 2050 mitberücksichtigte Größe der Fläche mit günstigen Grünwasserstoffherstellungskosten weist sich für Marokko im Vergleich zu anderen Ländern (wie z.B. Algerien und Australien) ungünstig aus. Denn Marokko hat günstigere Bedingungen, jedoch nur auf einer relativ kleinen Fläche. Außerdem sind die angenommenen Flächenrestriktionen in diesen Ländern geringer, wodurch sie auch in Bezug zu ihrem eigenen Energiebedarf langfristig mehr Grünwasserstoff exportieren können als Marokko.

⁵ Wenig akzeptabel könnte es aus deutscher Sicht sein, wenn erhebliche Mengen Grünwasserstoffs aus einem Herkunftsland importiert würden, das gleichzeitig den eigenen Energiebedarf etwa mit Kohlekraftwerken ohne CCS deckt (carbon leakage). Dies könnte als besonders problematisch gesehen werden, wenn die EE-Erzeugungsressourcen des Landes zu einem wesentlichen Teil für die zum Grünwasserstoff-Export bestimmten Anlagen ausgeschöpft würden. Anhand der aktuellen CO₂-Intensität des Landes lassen sich allerdings keine sicheren Vorhersagen für 2050 ableiten. Deswegen wurde dieser Faktor bei Perspektive 2050 nicht direkt berücksichtigt. Stattdessen wurde eine qualitative Einschätzung der Einschränkung der Exportpotenziale durch den Eigenenergiebedarf getroffen.

Abbildung 1: Grünwasserstoff-Importkosten 2030, Politisch-ökonomischer Rahmen 2030, Grünwasserstoff-Exportpotential 2050



Quelle: Eigene Darstellung

2 Partnerländer für die Definition von Standards und Zertifizierungen

Technische Standards sind eine wichtige Voraussetzung, um Grünwasserstoff in Deutschland großskalig anzuwenden. Für die Gestaltung der technischen Standards besonders auf der Endnutzerseite ist es dabei oft sekundär, ob der verwendete Wasserstoff grün ist. Für die Diskussion mit Partnerländern können zwei Typen von Standards unterschieden werden:

- Standards, die einen effizienten globalen Handel mit Grünwasserstoff gewährleisten – hier muss zwingend eine internationale Harmonisierung erfolgen (z.B. Druckniveaus, Reinheiten, Pipelinetransport).
- Standards, die den internationalen Handel mit Grünwasserstoff nicht direkt betreffen – eine internationale Harmonisierung ist jedoch oft effizient (z.B. Sicherheit in der Brennstoffzellenmobilität, Materialien).

Für die Diskussion über entstehende Standards gibt es eine Reihe möglicher Dialogpartner:

- Länder, die in der Entwicklung von Wasserstoff-Standards bereits relativ fortgeschritten sind, z.B. Australien, Japan, Südkorea, Norwegen, USA (ggf. einzelne Bundesstaaten wie Kalifornien) sowie EU-Mitgliedstaaten.
- Mögliche Herkunftsländer aus Kapitel 1, die bereits aktive Schritte in der Grünwasserstoffherzeugung unternehmen, z.B. Australien, Chile, Kanada, Marokko, Neuseeland, Südafrika, VAE.
- Weitere mögliche Herkunftsländer aus Kapitel 1, die Grünwasserstoff bisher weniger aktiv verfolgen, z.B. Algerien, Brasilien, Russland, Saudi-Arabien.
- Mögliche zukünftige Großverbraucher von Grünwasserstoff, z.B. China, Indien, sowie EU-Mitgliedstaaten.

Die Erstellung global gültiger Standards erfolgt i.d.R. durch nichtstaatliche Organisationen. Ein internationaler Dialog sollte die folgenden Organisationen bzw. deren Arbeit berücksichtigen:

- Internationale Organisation für Normung (ISO) – insb. Technical Committee 197 „Hydrogen technologies“.
- Internationale elektrotechnische Kommission (IEC) – insb. Technical Committee 105 „Fuel cell technologies“.
- Internationalen Seeschiffahrts-Organisation (IMO) – insb. IMDG- und IGC Code.
- International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE) – setzt keine Standards, dient aber als Plattform zur Diskussion derselben.
- EU-Richtlinien – insb. PED (2014/68/EU), ATEX (2014/34/EU), AFI (2014/94/EU).
- Wirtschaftskommission für Europa (UN ECE) – insb. ADR-Abkommen.
- International Civil Aviation Organization (ICAO) – insb. Fuels Task Force im Global Framework for Aviation Alternative Fuels.
- ASTM International, insb. D1655 und D7566 Standards für Aviation Fuels, Zulassung erfolgt durch D4054-Prozess.

Nachhaltigkeitsstandards sollen sicherstellen, dass Emissionsreduktionen in Deutschland durch Grünwasserstoff nicht zu erhöhten Emissionen in Herkunftsländern führen, und dass die Umweltauswirkungen, die durch die Wasserstoffwertschöpfungskette (Erstellung, ggf. Umwandlung, Speicherung, Transport, Verteilung und Nutzung) anfallen, in einem akzeptablen Rahmen bleiben. Die häufigsten Kriterien, die in unterschiedlichen Zertifizierungsschemen angewendet werden, beziehen sich auf:

- Reduktion der Life-Cycle-Treibhausgase.⁶
- Zusätzlichkeit („Additionality“), welche bei Grünwasserstoffproduktion Nutzungskonflikte bei i.d.R. begrenzten Grünstrompotenzialen verhindern soll.
- Wasserverbrauch, Flächenbedarf, sowie u. U. sozioökonomische und entwicklungspolitische Auswirkungen.

Mögliche Diskussionspartner könnten die folgenden Länder darstellen:

- Länder, in denen bereits Grünwasserstoff-Zertifizierungsschemen eingeführt wurden oder diskutiert werden, z.B. EU-Länder (CertifHy; in Entwicklung – bisher hat kein EU-Land dieses Schema offiziell anerkannt), Frankreich (Zertifizierungsschema von AFHYPAC; in Entwicklung), Vereinigtes Königreich (Zertifizierungsschema von DECC; in Entwicklung), Dänemark (Zertifizierungsschema für Wasserstoff an Wasserstofftankstellen), Japan (Zertifizierungsschema der Aichi-Präfektur), USA/Kalifornien (Senate Bill 1505⁷).
- Mögliche Herkunftsländer aus Kapitel 1 (s.o.)
- Mögliche zukünftige Großverbraucher von Grünwasserstoff (zusätzlich zu den oben bereits erwähnten), z.B. China, Indien und Südkorea.

Mögliche Dialogkanäle für die Etablierung internationaler Wasserstoffnachhaltigkeitsstandards könnten einige der bereits bei den technischen Standards erwähnten Organisationen sein (s.o.), sowie:

- CertifHy,
- Hylaw Europe,
- IEA Hydrogen TCP,
- Hydrogen Energy Ministerial Meeting,
- IC-8 of the Mission Innovation,
- Hydrogen Council.

Bei der Definition konkreter Anforderungen und Schwellenwerte für die Zertifizierung soll auf eine geeignete Balance geachtet werden. Zertifizierungsfähig soll nur Wasserstoff sein, dessen Nutzung deutliche Vorteile gegenüber herkömmlichen Energieträgern mit sich bringt. Gleichzeitig sollen Hemmnisse für die Wasserstoffmarktentwicklung durch zu strenge Anforderungen vermieden werden, insbesondere vor dem Hintergrund ggf. weniger strenger Standards für fossile Energieimporte. Denkbar ist, dass Anforderungen und insbesondere Schwellenwerte (z.B. in Bezug auf THG-Reduktionen und Zusätzlichkeit von erneuerbaren Energien) nach der Einführung allmählich verschärft werden.

Nach ihrer Etablierung sollten die Nachhaltigkeitsstandards bei der Auswahl von Wasserstoffherkunftsländern und -produktionsstätten berücksichtigt werden.

Um die Diskussion voranzubringen und mitzugestalten, sollte sich die deutsche Bundesregierung stärker in den genannten Organisationen und Dialogkanälen zu technischen Standards und Nachhaltigkeitsstandards engagieren. Dabei ist es u.a. sinnvoll, bei technischen Standards die Sichtweise der KMU zu unterstützen, welche die deutsche Unternehmenslandschaft stark prägen. Außerdem kann Deutschland seine Erfahrungen bezüglich Herkunftsnachweisen und Nachhaltigkeitsstandards für erneuerbare Energien einbringen.

⁶ Etliche Zertifizierungsschemas ermöglichen neben grünem Wasserstoff auch die Zertifizierung von blauem und aus Kernenergie mittels Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff.

⁷ Die Regulierung des Senatsgesetzes 1505 (Kalifornien, 2006) beinhaltet keine konkreten Kriterien für eine Definition von grünem Wasserstoff, legt aber für Wasserstoff als alternativen Kraftstoff im Verkehrssektor Anforderungen an Emissionsreduktion und Anteil von grüner Erzeugung fest.

3 Exportmärkte für Deutschland

3.1 Deutsche Unternehmenslandschaft und Exportprodukte

Entlang der Wertschöpfungskette für Grünwasserstoff, von der Elektrolyse bis zur Verwendung, aber ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, sind über 100 deutsche Unternehmen⁸ bereits positioniert. Dies umfasst Großunternehmen, inkl. Autohersteller (z.B. BMW, Daimler), Konzerne aus dem Bereich Maschinen- und Anlagenbau (z.B. Siemens, Robert Bosch, ThyssenKrupp) sowie Unternehmen aus dem Gasbereich (z.B. Linde). Darüber hinaus sind zahlreiche KMUs im Feld aktiv. Unter diesen gibt es die auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie spezialisierten OEMs (z.B. SFC, Sunfire, Proton Motor Fuel Cell), Startups (z.B. E.go Rex, Enapter) sowie Komponentenhersteller und Zulieferer (für Filter, Membranen, Ventile, Messgeräte etc.). Letztere spalten sich in spezialisierte Zulieferer (z.B. Fumatech, Hydrogenious, WS Reformer) und hier auch größere Unternehmen auf (z.B. Schaeffler, Freudenberg, ElringKlinger), die auch Produkte für die Wasserstoff- und Brennstoffzellenindustrie in ihrem Portfolio haben. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gehört selbstverständlich auch dazu. Auch die Bereiche Ausbildung, Projektierung und Beratung werden zunehmend relevant.

Das engere Feld der **Brennstoffzellenindustrie** verzeichnete im Jahr 2018 einen Umsatz von rund 60 Millionen Euro. Dabei wurden in Deutschland rund 8.000 Brennstoffzellen-Systeme hergestellt⁹. Das Beratungsunternehmen E4Tech (E4Tech 2019) schätzt die Anzahl der weltweit ausgelieferten Brennstoffzellensysteme im Jahr 2018 auf etwa 75.000 Systeme, so dass der deutsche Marktanteil bei etwa 10% liegt. Über zwei Drittel des globalen Marktes finden im ostasiatischen Raum statt und werden auch von dort bedient. Insbesondere für stationäre Anwendungen sind MeOH Brennstoffzellen relevant. Somit kann die Technologie jenseits großer Elektrolysekapazitäten / H₂ Infrastrukturen interessant sein.

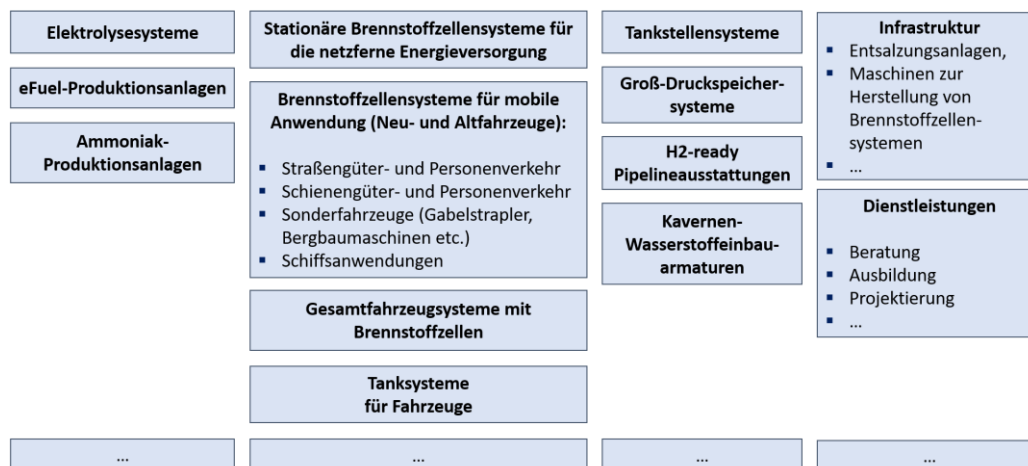
Der weltweite Umsatz von **Wasserelektrolyseherstellern** wird auf 100 bis 150 Mio. Euro jährlich geschätzt mit einer Kapazität von weniger als 100 MW. Hier liegt der deutsche Anteil als Weltmarktführer bei 19% (NOW GmbH 2018). Eine Hochskalierung der Wasserstoffindustrie benötigt derzeit noch entsprechende Förderung, da Großanlagen im MW-Bereich heute ausschließlich im Projektgeschäft verkauft werden. Dies wird auch perspektivisch so bleiben. Somit ist die erforderliche Investitionssicherheit für Fertigungserweiterungen begrenzt. In der Elektrolyseindustrie fehlt es an etablierten Unternehmen, die hier in Vorleistung gehen könnten.

Das Beratungsunternehmen LBST weist in einer Studie (LBST 2019) für das Wirtschaftsministerium NRW darauf hin, dass die Produktion von H₂-**Anwendungs- oder Infrastrukturtechnologien** (wie Brennstoffzellen-Fahrzeugen, H₂-Tankstellen oder Heizungstechnologien und dazugehörige Komponenten) Chancen für neue Wertschöpfung in Deutschland bietet, insbesondere in der Herstellung von Brennstoffzellenfahrzeugen aller Größen und Typen (Pkw, Lkw, Züge, Schiffe, Flugzeuge).

⁸ Eigene Recherche auf Basis diverser Datenbanken (Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband DWV: <https://www.dwv-info.de/unsere-mitglieder/>, Hydrogen Fuel Cells Europe 2019: <https://www.h2fc-fair.com/hm19/exhibitors/germany.html>, VDMA Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzellen: <https://bz.vdma.org/>)

⁹ VDMA 2019.

Abbildung 2: Überblick exportfähige Technologien und Dienstleistungen im Bereich Wasserstoff als Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Rückmeldung des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbandes (DWV)

3.2 Potenzielle Exportländer

Als Nachfrageländer für deutsche Wasserstofftechnologie kommen in erster Linie die im Kapitel 1 identifizierten Länder mit großem Wasserstoffexportpotenzial in 2050 in Frage. Hinsichtlich einer Exportstrategie besonders geeignet erscheinen aufgrund ihrer sehr großen Wasserstoffproduktionspotenziale außerdem Länder wie China, Indien oder auch Brasilien, obwohl ihr Grünwasserstoffexportpotenzial wegen der ungünstigen Konstellation aus Eigenenergiebedarf und Flächen- sowie sonstigen Restriktionen als nicht sehr hoch eingestuft wird.

Zu berücksichtigen ist auch, dass manche der potenziellen Exportländer bereits eigene Technologieprogramme etabliert haben. In Südafrika werden z.B. im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsprogramms HySA seit 2009 lokale Patente in den Bereichen Katalyse (Membrane etc.), Systeme (Gabelstapler etc.) und Infrastruktur (Tankstellen, Speicherung) erstellt.

4 Vorschläge zu gemeinsamen Leuchtturmprojekten

Um die Zusammenarbeit mit den identifizierten Wasserstoff-Herkunftsländern zu stärken, ist es sinnvoll, frühzeitig bilaterale Leuchtturmprojekte zu fördern. Dies kann in Anlehnung an die „Reallabore der Energiewende“ erfolgen. Auch andere Formen der Förderung sind denkbar, z.B. die Ausschreibung von Wasserstoffmengen. Das Interesse der deutschen Industrie an solchen Projekten zeigt sich in bestehenden Plattformen.¹⁰

Leuchtturmprojekte ermöglichen frühzeitig den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen. Sie können auch, in Anlehnung an die Idee der „Reallabore“, Raum schaffen um außerhalb des bestehenden regulatorischen Rahmens unter realen Bedingungen zu experimentieren. Darunter fällt zum Beispiel die Befreiung von etwaigen (nationalen) Umlagen, Vereinfachung von Genehmigungsprozessen und die Aussetzung eventueller bilateraler Beschränkungen (z.B. Zölle). Leuchtturmprojekte ermöglichen so die Evaluation von möglichen Änderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen. Projekte und Förderungen im Bereich erneuerbarer Energien haben aber auch gezeigt, dass eine langfristige Ausrichtung der Förderung bzw. des Marktdesigns notwendig ist, um den kontinuierlichen Betrieb von Anlagen zu gewährleisten. Darüber hinaus muss der Förderprozess transparent ausgestaltet sein und Planungssicherheit für den Projektnehmer schaffen.

Ziel der Leuchtturmprojekte in den Herkunftsländern ist es, konkrete Lösungen entlang der Wertschöpfungskette im industriellen Maßstab zu erproben. Begleitend sollten sozioökonomische Aspekte und gesellschaftliche Auswirkungen sowie Fragestellungen zu künftigen, langfristig tragfähigen Markt- oder Geschäftsmodellen und Regulierungsregimen untersucht werden. Leuchtturmprojekte können neben Forschungsprogrammen auch von Bildungs- und Informationsprogrammen flankiert werden, um so nachhaltige Akzeptanz der meist neuen Technologie am Produktionsstandort zu erzielen. Durch Leuchtturmprojekte kann ferner ein Beitrag zu einer frühzeitigen Entwicklung gemeinsamer Standards geleistet werden, vor allem im Bereich der Transporttechnologien. Erfahrungen aus bisherigen bilateralen Projekten sollten berücksichtigt werden.¹¹

Um den Exportcharakter zu bestärken sind Leuchtturmprojekte in ausreichender Größe (nationale Reallabore, bis 100 MW) zu dimensionieren, sodass Wasserstofftransporttechnologien erprobt und Lern- und Kostensenkungseffekte erzielt werden können. Aufgrund des Exportcharakters sollten neben Technologien der Wasserstoffproduktion, -Verwendung und -Speicherung auch explizit innovative Lösungsansätze für den Transport (z.B. LOHC-Technologien, Ammoniak) förderwürdig sein. Dies gewinnt vor allem durch die Wasserstoffstrategien von Ländern wie z.B. Japan, die sich als Wasserstoffimportländer positionieren und den Wasserstoff über weite Distanzen importieren wollen, weiter an politischer Bedeutung.

Bei der Auswahl von Projekten, deren Standorte in Entwicklungsländern liegen, sind neben den im Kapitel 2 beschriebenen Kriterien für die Nachhaltigkeit der Wasserstoffproduktion die Kriterien des Ausschusses für Entwicklungshilfe (DAC) der Organisation für wirtschaftliche

¹⁰ Zum Beispiel die von der Deutschen Energie-Agentur (dena) geführte Global Alliance Powerfuels mit 18 Unternehmen und Verbänden, die auch die internationale Projektentwicklung zum Ziel hat.

¹¹ Z.B. das Euro-Québec Hydro-Hydrogen Pilot Project 1982-1992, Desertec 2003-2014, sowie laufende Projekte: ProQR in Brasilien, Pilotprojekt zur Produktion von Ammoniak in Marokko im Rahmen der von der GIZ implementierten Deutsch-Marokkanischen Energiepartnerschaft und die Projekte Japans in Brunei und Australien.

Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) zu berücksichtigen. Insbesondere muss dann sichergestellt werden, dass die Leuchtturmprojekte nicht in Konkurrenz zum Aufbau einer zuverlässigen und nachhaltigen Stromversorgung stehen, sondern möglichst einen positiven Beitrag zur Energieversorgung mit erneuerbaren Quellen liefern. Die Förderhöhe der Leuchtturmprojekte sollte sich aus entwicklungspolitischer Perspektive an der wirtschaftlichen Stärke des Partnerlands orientieren, ähnlich zur höheren Förderung der Reallabore in Strukturwandelregionen.

Gemeinsame Leuchtturmprojekte können besonders erfolgreich sein, wenn sie neben dem Exportgedanken einen Beitrag für bestehende, wichtige Industriesektoren im Partnerland leisten¹² und lokale Abnehmer finden¹³. Durch solche Leuchtturmprojekte können sich sowohl für Deutschland als auch die produzierenden Länder Vorteile ergeben. Ein Leuchtturmprojekt entlang der gesamten Wertschöpfungskette kann diese Ansätze integrieren.

¹² z.B. Südafrika-H2-Strategie wegen bestehender Platinförderung

¹³ z.B. Marokkanisches Phosphatunternehmen OCP in Marokko im Pilotprojekt zur Produktion von Ammoniak in Marokko im Rahmen der von der GIZ implementierten Deutsch-Marokkanischen Energiepartnerschaft

Anhang

Die Spalten der unten nachgebildeten Tabellen wurden wie folgend definiert bzw. berechnet. Außer wo anders vermerkt gilt bei qualitativen Bewertungen „hoch“ als förderlich für die Einstufung des Landes als Herkunftsland für Grünwasserstoff.

Besonders geeignete Herkunftsländer 2030 - Kosten

- **LCH₂ (LUT Modell¹⁴ @7% Kapitalkostensatz):** Grünwasserstoffproduktionskosten (levelised cost of hydrogen) durch Inselssysteme (PV+Wind+Batterie+Elektrolyseur) in dem günstigsten Standort (ein Quadrant von zirka 45x45 km am Äquator) des jeweiligen Landes, bei einem weltweit einheitlichen 7% Kapitalkostensatz. Mehr Informationen hinsichtlich der Modellierung befinden sich am Ende dieser Sektion. Quelle: LUT Modellierung.
- **LCEtoE (LUT Modell @7% Kapitalkostensatz):** Stromgestehungskosten für den Strom, der durch das Inselssystem erzeugt und selbst verbraucht wird, bei gleichen Annahmen wie oben. Quelle: LUT Modellierung.
- **FLH (LUT Modell @7% Kapitalkostensatz):** Volllaststunden des Elektrolyseurs, bei gleichen Annahmen wie oben. Quelle: LUT Modellierung.
- **Angenommener Kapitalkostensatz 2030:** Angenommener Kapitalkostensatz für Investitionen in Grünwasserstoffproduktionsanlagen im Zeitrahmen bis 2030, aus folgender vorgegebenen Skala: niedrig: 5%; mittel 8%; hoch 11%; sehr hoch 15%. Quelle: Eigene Einschätzung durch die Durchführungsorganisationen, die für die jeweiligen Länder verantwortlich sind unter Berücksichtigung der aktuellen country risk premiums lt. NYU (Damonaran 2015).
- **LCH₂ bei Kapitalkostensatz 2030:** Korrigierter Wasserstoffproduktionspreis für 2030 anhand des Unterschieds zwischen dem weltweit einheitlichen Kapitalkostensatz von 7% in dem LUT-Modell und dem oben angenommenen länderspezifischen Kapitalkostensatz für 2030. Quelle: Eigene Berechnung anhand der o.g. Parameter.
- **Transportmodus (unter Berücksichtigung bestehender Infrastruktur und Restriktionen):** Einschätzung des überwiegenden Transportmodus für Grünwasserstoff aus dem Herkunftsland bis zur deutschen Grenze. Anhand des Transportmodus werden folgende Wasserstoff-Transportkosten in 2030 angenommen:

○ Pipeline <1500 km	1 EUR cent/kWh
○ Pipeline >1500 km	2 EUR cent/kWh
○ LH ₂ Verschiffung <10.000 km	8 EUR cent/kWh
○ LH ₂ Verschiffung >10.000 km	10 EUR cent/kWh
○ Pipeline + Verschiffung	12 EUR cent/kWh

 Quelle: Navigant-Studie Gas for Climate (Terlouw 2019).
- **Grenzübergangspreis (in €/kWh):** Summe der Erzeugungs- und der Transportkosten. Quelle: Eigene Berechnung anhand der o.g. Parameter.
- **Grenzübergangspreis (qualitativ):** Hauptergebnis der Kostenbetrachtung; Länder werden anhand des absoluten Grenzübergangspreises als Hoch (>15 €/kWh), Mittel (10-15 €/kWh) oder Niedrig (<10 €/kWh) eingestuft. Quelle: Eigene Bewertung anhand der obengenannten Parameter.

¹⁴ Modellierung des Inselssystems für Wasserstoffherzeugung von University of Lappeenranta (LUT). Für Details zur Modellierung siehe unten unter „Annahmen in der LUT-Modellierung“.

Annahmen in der LUT-Modellierung: Das LUT-Modell geht von Grünwasserstoffherstellung durch ein Inselsystem (abgekoppelt vom Stromnetz) aus, bestehend aus PV-Anlagen, Windanlagen, Batterien und Elektrolyseur. Die Kapazität des Elektrolyseurs beträgt immer 1 GW, die Kapazitäten anderer Komponenten wurden mittels einer Kostenoptimalitätsfunktion unter Berücksichtigung der Wind- und Sonnenpotentiale des jeweiligen Ortes festgelegt. Die Granularität der Modellierung beträgt $0,45^\circ$ geogr. Länge x $0,45^\circ$ geogr. Breite, was am Äquator ungefähr 50km x 50km entspricht, bei 45° Breitengrad ungefähr 50 x 25 km. Das LUT-Modell nimmt an, dass der produzierte Wasserstoff in unterirdischen Salzkavernen gespeichert wird, deren Verfügbarkeit in dem spezifischen Standort jedoch nicht geprüft wurde. Folgende Kostenfaktoren werden im LUT-Modell nicht berücksichtigt: die Kosten für die Bereitstellung des für die Elektrolyse notwendigen frischen Wassers (ggf. Entsalzung und/oder Transport; vernachlässigbar gering (Deutsch et al. 2019)); die Kosten für die Landnutzung; die Kosten für die mögliche Umwandlung in andere synthetische Kraftstoffe; die Kosten für den Transport des Grünwasserstoffs.

Das LUT-Modell geht von einer 70% Effizienz der Elektrolyse und von Investitionen für die Elektrolyseure in Höhe von 363 EUR/kW aus. Für weitere Annahmen und Inputparameter siehe Ram et. al 2018.

Tabelle 1: Grünwasserstoff-Importkosten 2030

Land	LCH2 (LUT Modell @7% Kapitalkostensatz)	LCEtoE (LUT Modell @7% Kapitalkostensatz)	FLH (LUT Modell @7% Kapitalkostensatz)	Angenommener Kapitalkostensatz bis 2030	LCH2 bei Kapitalkostensatz 2030	Transportmodus (unter Berücksichtigung bestehender Infrastruktur und Restriktionen)	Grenzüberganspreis	Grenzüberganspreis
	€/ct/kWh	€/ct/kWh	h p.a.	%	€/ct/kWh	Qualitativ	€/ct/kWh	Qualitativ
Ägypten	4.43	2.74	6313	15%	6.63	Pipeline >1500 km	8.63	Niedrig
Algerien	4.54	2.73	5810	8%	4.80	Pipeline <1500 km	5.80	Niedrig
Argentinien	3.21	1.76	6525	11%	3.97	LH2 Shipping >10.000 km	13.97	Mittel
Äthiopien	3.62	2.06	6332	15%	5.42	Pipeline + Shipping	17.42	Hoch
Australien	3.72	2.01	5756	5%	3.32	LH2 Shipping >10.000 km	13.32	Mittel
Brasilien	4.04	2.26	6227	8%	4.27	LH2 Shipping <10.000 km	12.27	Mittel
Chile	3.04	1.69	6796	8%	3.22	LH2 Shipping >10.000 km	13.22	Mittel
China	3.74	1.96	6124	8%	3.95	Pipeline + Shipping	15.95	Hoch
Indien	4.72	2.50	4534	8%	4.99	LH2 Shipping <10.000 km	12.99	Mittel
Iran	4.79	2.67	5574	8%	5.06	LH2 Shipping >10.000 km	15.06	Hoch
Island	3.89	2.06	5656	8%	4.11	LH2 Shipping <10.000 km	12.11	Mittel
Kanada	4.44	2.44	4981	5%	3.96	LH2 Shipping <10.000 km	11.96	Mittel
Kasachstan	5.65	3.44	4985	8%	5.97	Pipeline >1500 km	7.97	Niedrig
Katar	5.06	2.19	3202	5%	4.52	LH2 Shipping >10.000 km	14.52	Mittel
Kenia	3.62	2.06	6332	11%	4.48	LH2 Shipping >10.000 km	14.48	Mittel
Marokko	4.63	2.68	5719	11%	5.74	Pipeline >1500 km	7.74	Niedrig
Mexiko	4.84	2.78	5390	11%	6.00	LH2 Shipping <10.000 km	14.00	Mittel
Namibia	4.19	2.33	5578	8%	4.43	LH2 Shipping >10.000 km	14.43	Mittel
Neuseeland	4.21	2.26	5157	5%	3.76	LH2 Shipping >10.000 km	13.76	Mittel
Nigeria	4.83	2.10	3233	15%	7.24	Pipeline + Shipping	19.24	Hoch
Norwegen	4.44	2.36	5054	5%	3.97	Pipeline <1500 km	4.97	Niedrig
Oman	4.71	2.02	3340	5%	4.21	LH2 Shipping >10.000 km	14.21	Mittel
Russland	4.23	2.27	5220	8%	4.47	Pipeline >1500 km	6.47	Niedrig
Saudi-Arabien	4.85	2.07	3220	5%	4.33	LH2 Shipping <10.000 km	12.33	Mittel
Südafrika	4.29	2.40	5231	8%	4.53	LH2 Shipping >10.000 km	14.53	Mittel
Tunesien	5.72	3.20	4319	11%	7.08	Pipeline <1500 km	8.08	Niedrig
Türkei	5.19	3.12	5177	8%	5.49	Pipeline >1500 km	7.49	Niedrig
Ukraine	5.71	3.46	4829	11%	7.07	Pipeline <1500 km	8.07	Niedrig
USA	4.23	2.23	5275	5%	3.77	LH2 Shipping <10.000 km	11.77	Mittel
VAE	5.03	2.20	3244	5%	4.49	LH2 Shipping <10.000 km	12.49	Mittel

Quelle: Eigene Darstellung

Besonders geeignete Herkunftsländer 2030 - Qualitativ

- **Aktuelle CO₂-Intensität der Volkswirtschaft:** Anhand absoluter CO₂-Intensität der Wirtschaft (gewichtet aus CO₂-Intensität pro Einheit Bruttoinlandprodukt wird jeweils ein Drittel der Länder als Hoch/Mittel/Niedrig eingestuft. Achtung: In diesem Fall ist „Hoch“ als hinderlich und nicht förderlich für die Eignung des Landes zu betrachten. Quellen: World Bank 2019, 2019a, 2019b.
- **Anteil von EE im System 2030:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) anhand des aktuellen EE-Anteils sowie der voraussichtlichen Wettbewerbsfähigkeit und der politischen Zielsetzungen für den EE-Ausbau. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Interesse an H₂ in der nationalen Energiepolitik/Wirtschaft:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) anhand nationaler Energiestrategien, Debatten und Stakeholderkonstellationen. Bei föderalen Ländern mit teilweise großen Unterschieden zwischen (derzeitiger) Bundesregierung, Bundesdurchschnitt und einzelnen Staaten (z.B. USA) orientieren sich diese und andere Bewertungen eher am Durchschnitt. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Qualität der bilateralen Beziehungen mit DE (politisch & wirtschaftlich):** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) anhand des Quotienten bilateralen Handelsumfang/GDP des Landes sowie Berücksichtigung weiterer, qualitativer Kriterien. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen unter Berücksichtigung der Daten von BMWi (BMWi 2018) und der Weltbank (Weltbank 2019b, 2019c).
- **Bestehende Fachkenntnisse und -kräfte:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) unter Berücksichtigung der Präsenz von Gasindustrie im Land sowie des allgemeinen technischen Bildungsniveaus. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Ease of doing business:** Anhand des Indikators der Weltbank wird jeweils ein Drittel der Länder als hoch/mittel/niedrig eingestuft. Quelle: World Bank 2019 c.
- **Gesamtbewertung der qualitativen Kriterien:** Hauptergebnis der Betrachtung der qualitativen Kriterien. Gewichtungen: Anteil von EE im System 2030: 2,00; Interesse an H₂ in der nationalen Energiepolitik/Wirtschaft: 1,00; Qualität der bilateralen Beziehungen mit DE (politisch & wirtschaftlich): 1,00; Bestehende Fachkenntnisse und -kräfte: 0,70; Ease of doing business: 1,00. Quelle: Eigene Berechnung anhand der obengenannten Parameter.

Perspektive 2030 – Gesamtbewertung:

Die Im Kapitel 1 aufgeführte Gesamtbewertung für 2030 ist das Ergebnis einer subjektiven Gewichtung der Ergebnisse der quantitativen und qualitativen Betrachtung für 2030.

Tabelle 2: Politisch-ökonomischer Rahmen 2030, Gesamtbewertung 2030

Perspektive 2030 - Qualitative Kriterien								Perspektive 2030 - Gesamtbewertung
	Aktuelle CO2- Intensität der Volkswirtschaft	Anteil von EE im System 2030	Interesse an H2 in der nationalen Energiepolitik/Wirt- schaft	Qualität der bilateralen Beziehungen mit DE (politisch & wirtschaftlich)	Bestehende Fachkenntnisse und Ease of doing -kräfte business	Gesamtbewertung der qualitativen Kriterien	Gesamtbewertung Perspektive 2030	
Land	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	Qualitativ	
Ägypten	Mittel	Mittel	Niedrig	Hoch	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel
Algerien	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel
Argentinien	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Äthiopien	Niedrig	Hoch	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Australien	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Brasilien	Mittel	Niedrig	Niedrig	Hoch	Hoch	Niedrig	Niedrig	Mittel
Chile	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
China	Hoch	Niedrig	Mittel	Hoch	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Indien	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Niedrig	Mittel	Mittel
Iran	Hoch	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig
Island	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Kanada	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Kasachstan	Hoch	Niedrig	Niedrig	Mittel	Mittel	Hoch	Niedrig	Mittel
Katar	Hoch	Mittel	Niedrig	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Kenia	Niedrig	Hoch	Niedrig	Mittel	Niedrig	Hoch	Mittel	Mittel
Marokko	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
Mexiko	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Namibia	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig
Neuseeland	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Nigeria	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig
Norwegen	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Oman	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Russland	Hoch	Mittel	Niedrig	Mittel	Hoch	Niedrig	Niedrig	Mittel
Saudi-Arabien	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Südafrika	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel	Hoch	Mittel
Tunesien	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch
Türkei	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch
Ukraine	Mittel	Niedrig	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
USA	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel
VAE	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel

Quelle: Eigene Darstellung

Absolutes Potenzial 2050

- **Fläche H₂-Prod. unter 6 €/kWh (LUT-Modell):** Landesfläche, wo laut dem LUT-Modell (siehe oben) Grünwasserstoffproduktion bei einem Kostenniveau unter 6 €/kWh möglich ist. Dieser dient als Annäherungswert für das Herstellungspotenzial im jeweiligen Land ohne Berücksichtigung weiterer Restriktionen. Quelle: LUT-Modellierung.
- **Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) der Flächenrestriktion für den EE-Ausbau, anhand der Bevölkerungsdichte, des Terrains, des Bodens, der Vegetation, konkurrierender Landesnutzungen, Bodenpreise, Akzeptanz etc. Achtung: „Hoch“ ist als hinderlich zu betrachten. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Restriktionen durch Wasser:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) der Restriktionen für die Bereitstellung von frischem Wasser zwecks H₂-Produktion anhand der klimatischen Bedingungen, der Küstennähe sowie konkurrierender Wassernutzungen. Achtung: „Hoch“ ist als hinderlich zu betrachten. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Restriktionen durch Eigenenergiebedarf:** Qualitative Einschätzung (hoch/mittel/niedrig) der Restriktionen für Wasserstoffexport anhand des Eigenenergiebedarfs des Landes. Achtung: „Hoch“ ist als hinderlich zu betrachten. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen.
- **Resultierendes Exportpotenzial:** Hauptergebnis der Betrachtung des absoluten Potenzials der ausgewerteten Länder in der Perspektive 2050, sowie im Kapitel 1 aufgeführt. Quelle: Eigene Einschätzung der Autor/Innen anhand einer subjektiven Gewichtung der oben genannten Parameter.

Tabelle 3: Grünwasserstoff-Exportpotential 2050

Land	Fläche H2-Prod. unter 6 €/kWh (LUT-Modell) 1,000 km2	Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien Qualitativ	Restriktionen durch Wasser Qualitativ	Restriktionen durch Eigenenergiebedarf Qualitativ	Resultierendes Exportpotenzial Qualitativ
Ägypten	895	Niedrig	Hoch	Mittel	Hoch
Algerien	1489	Niedrig	Mittel	Niedrig	Hoch
Argentinien	2054	Niedrig	Niedrig	Mittel	Hoch
Äthiopien	770	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
Australien	7162	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch
Brasilien	1892	Mittel	Niedrig	Hoch	Mittel
Chile	385	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Mittel
China	2848	Mittel	Mittel	Hoch	Niedrig
Indien	522	Hoch	Mittel	Hoch	Niedrig
Iran	1392	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel
Island	102	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Mittel
Kanada	1700	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch
Kasachstan	187	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Katar	39	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig
Kenia	581	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel
Marokko	613	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
Mexiko	1778	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
Namibia	1014	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel
Neuseeland	133	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig
Nigeria	749	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel
Norwegen	66	Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel
Oman	285	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel
Russland	1128	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Hoch
Saudi-Arabien	1584	Niedrig	Mittel	Mittel	Hoch
Südafrika	983	Niedrig	Hoch	Mittel	Mittel
Tunesien	42	Mittel	Hoch	Mittel	Niedrig
Türkei	39	Mittel	Niedrig	Mittel	Niedrig
Ukraine	12	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig
USA	3882	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
VAE	190	Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig

Quelle: Eigene Darstellung

Literaturliste

- BMWi 2018: Fakten zum deutschen Außenhandel. Zuletzt abgerufen am 6.8.2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Aussenwirtschaft/fakten-zum-deutschen-aussenhandel.pdf?__blob=publicationFile&v=28.
- Damodaran, A. 2015: The cost of capital: Misunderstood, misestimated and misused. Zuletzt abgerufen am 6.8.2019 von <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pdfiles/country/CostofCapitalCFA2015.pdf>.
- Deutsch et al. 2019: The future cost of electricity-based synthetic fuels. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf.
- E4Tech 2019: The Fuel Cell Industry Review 2018. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von www.FuelCellIndustryReview.com.
- IEA 2019: The Future of Hydrogen. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von www.iea.org/hydrogen2019/.
- Gerbert, P. et al. 2018. Klimapfade für Deutschland. Zuletzt abgerufen am 05.08.2019 von http://image-src.bcg.com/Images/Klimapfade-fuer-Deutschland_tcm108-181356.pdf.
- Hecking, H. et al. 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Zuletzt abgerufen am 05.08.2019 von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.
- Kasten, P., Heinemann, C. 2019: Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Impulspapier-soz-oek-Kriterien-e-fuels.pdf>.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) 2019: Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen, eine Expertise für das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/Bericht_Wasserstoffstudie_NRW-2019-04-09_komp.pdf.
- NOW GmbH 2018: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/181127_bro_a4_indwede-studie_kurzfassung_de_v03.pdf.
- Pflüger, B. et al. 2017. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050 Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt abgerufen am 05.08.2019 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-10-a-bericht-reduktion-der-treibhausgasemissionen-deutschlands-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Ram, M. et al. 2018. Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by LUT University and Energy Watch Group. Zuletzt abgerufen am 15.07.2019 von http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/18/EWG-LUT_Full-Study_Energy-Transition-Europe.pdf.

World Bank 2019. CO₂ emissions (metric tons per capita). Zuletzt abgerufen am 16.07.2019 von <https://data.worldbank.org/indicator/en.atm.co2e.pc>.

World Bank 2019a. GDP (Current US\$). Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.cd?end=2012&start=1960>.

World Bank 2019b. Total greenhouse gas emissions (kt of CO₂ equivalent). Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE>.

The World Bank 2019c. Ease of doing business index. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von <https://data.worldbank.org/indicator/IC.BUS.EASE.XQ>.

Terlouw, W. et al. 2019: Gas for climate - The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system. Zuletzt abgerufen am 6.8.2019 von https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf.

VDMA 2019: Brennstoffzellen-Umfrage 2019 – Branche im Wandel. Zuletzt abgerufen am 06.08.2019 von <https://bz.vdma.org/viewer/-/v2article/render/30749355>.