


H₂ Potential

Globaler H₂-Potenzialatlas

Nachhaltige Standorte in der Welt für die grüne Wasserstoffwirtschaft von morgen: Technische, ökonomische und soziale Analysen zur Entwicklung eines nachhaltigen globalen Wasserstoffatlases

HYPAT Abschlussbericht

Autorinnen und Autoren:

Martin Wietschel, Matia Riemer, Jana Thomann, Barbara Breitschopf, Joshua Fragoso, Jakob Wachsmuth, Bastian Weißenburger, Viktor Paul Müller, Anne Kantel, Lukas Karkossa, Frank Marscheider-Weidemann (Fraunhofer ISI)

Natalia Pieton, Veronika Lenivova, Björn Drechsler, Mario Ragwitz (Fraunhofer IEG)

Ombeni Ranzmeyer, Christopher Voglstätter, Friedrich Mendler, Marius Holst, Christoph Hank (Fraunhofer ISE)

Robert Kunze (Energy Systems Analysis Associates – ESA² GmbH) Doris Vespermann, Sascha Thielmann (GIZ)

Rainer Quitzow (RIFS)

Andreas Stamm, Rita Strohmaier (IDOS)

Zarah Thiel, Marvin Müller, Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum)



HYPAT Abschlussbericht 2024

Förderung

Das Projekt HYPAT – H₂-POTENZIALATLAS – wird im Rahmen des Ideenwettbewerbs »Wasserstoffrepublik Deutschland« im Modul Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff vom Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF gefördert. Die Projektlaufzeit läuft über einen Zeitraum von drei Jahren, März 2021 bis August 2024.



Projektleitung

Prof. Dr. Martin Wietschel
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe
martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

Projekt-Webseite

www.HYPAT.de

Zitierempfehlung

Wietschel, M.; Riemer, M.; Thomann, J.; Breitschopf, B.; Fragoso, J.; Wachsmuth, J.; Weißenburger, B.; Müller, V.P.; Kantel, A.; Karkossa, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Pieton, N.; Lenivova, V.; Drechsler, B.; Ragwitz, M.; Ranzmeyer, O.; Voglstätter, C.; Mender, F.; Holst, M.; Hank, C.; Kunze, R.; Vespermann, D.; Thielmann, S.; Quitzow, R.; Stamm, A.; Strohmaier, R.; Thiel, Z.; Müller, M.; Löschel, A. (2024):. HYPAT Abschlussbericht. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.)

Veröffentlicht

Datum	Version	Änderung
12.2024	1	

Disclaimer

Das vorliegende Diskussionspapier wurde von den genannten Autorinnen und Autoren des HYPAT-Konsortiums ausgearbeitet. Die Analyse spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des HYPAT-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

Die Publikation einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt.

Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Einleitung	5
2 Ergebnisse aus der Sicht von Importländern	7
2.1 Die globale Nachfrage nach grünem Wasserstoff und seinen Derivaten wird gerade bei ambitionierten Treibhausgasminderungszielen deutlich steigen.....	7
2.2 Das globale Angebotspotenzial von erneuerbarer Stromerzeugung reicht aus, um die weltweite Endenergienachfrage zu decken.....	10
2.3 Viele Länder verfügen über hohe Erneuerbare-Potenziale und niedrige Erneuerbare-Kosten, wodurch andere Aspekte bei Wasserstoffproduktion und -Export in den Vordergrund rücken.	13
2.4 Flüssigwasserstoff und Ammoniak sind die günstigsten Exportprodukte per Schiff.....	20
2.5 Nur wenige Länder benötigen größere Importmengen.....	24
2.6 Die globale Angebotspotenzialkurve zeigt für Deutschland ein großes Potential für Importdiversifizierung.....	28
2.7 Die Großhandelspreise in Deutschland für Wasserstoff werden auch langfristig vergleichsweise hoch sein.	34
2.8 Der Aufbau eines Marktes für Wasserstoff- und Derivateimporte ist kein Selbstläufer.....	38
2.9 Die Exportregion und die Importkriterien beeinflussen die Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in Deutschland.....	40
3 Ergebnisse aus der Sicht von Exportländern	42
3.1 Wasserstoff kann zu einem Triple-Win für Exportländer führen – der Effekt ist aber nicht garantiert.....	42
3.2 Die industriellen Voraussetzungen zur Herstellung von Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette in Exportländern sind sehr unterschiedlich.....	46
3.3 Wasserstoffprojekte bergen in der Umsetzung ein hohes Konfliktpotenzial.....	49
3.4 Der nationale H ₂ -Markthochlauf wird wesentlich von transnationalen Faktoren geformt.....	53
3.5 Vielfältige Wechselwirkungen zwischen nationalen Energiewenden und internationalen Wasserstoff-kooperationen sind zu beachten.....	57
3.6 Unter Nachhaltigkeitsaspekten sind eine Reihe an Punkten zu betrachten.	59
4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen für die deutsche Politik	63
4.1 Deutschland sollte mit Importnationen innerhalb und außerhalb der EU kooperieren.....	63

4.2	Deutschland sollte sich für Förder- und Kooperationsmechanismen zwischen europäischen Staaten mit Exportpotenzialen & Importbedarfen einsetzen.....	63
4.3	Exportländer und Aufbau internationaler Transportkapazitäten sollten aktiv unterstützt werden.....	65
4.4	Es sollten die jeweiligen Spezifika (Anwendung und Infrastruktur) von H ₂ und Derivaten beachtet und Anwendungen in No-Regret-Sektoren priorisiert werden.....	66
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	67
	Literaturverzeichnis	72
	Anhang 1: In der globalen Angebotspotenzialkurve berücksichtigte Staaten	76
	Anhang 2: Übersicht über Projektveröffentlichungen.....	77
	Abbildungsverzeichnis.....	91
	Tabellenverzeichnis	93

1 Einleitung

Wasserstoff und seine Syntheseprodukte gelten global als wichtige zukünftige Energieträger, die in vielen Bereichen eingesetzt werden können. In der Überarbeitung der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) (Bundesregierung 2023) sowie der veröffentlichten Importstrategie (Bundesregierung 2024) visiert die Bundesregierung bis 2030 den Aufbau von 10 Gigawatt Elektrolyse-Kapazität in Deutschland an. Nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien wird für 2030 von einem potenziellen Bedarf an Wasserstoff und Derivaten in Höhe von 95 bis 130 TWh ausgegangen. Von diesem werden rund 50 bis 70 % (45 bis 90 TWh) durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden. Bis 2045 sieht die Bundesregierung einen steigenden Bedarf auf 360-500 TWh für Wasserstoff sowie 200 TWh für Wasserstoffderivate (BMWK 2024).

Die notwendige Deckung der Nachfrage nach grünem Wasserstoff und seinen Derivaten aus Ländern mit günstigen klimatischen und geographischen Voraussetzungen wird in Studien überwiegend aus einer technisch-ökonomischen Perspektive behandelt (siehe z. B. IRENA (2022), Franzmann et al. 2023, Shirizadeh et al. 2023, Pfenning et al. 2021 und Forschungszentrum Jülich et al. 2023). In HYPAT wird hingegen ein deutlich umfassenderer Ansatz verfolgt.

In Übereinstimmung mit den Zielsetzungen der NWS einschließlich ihrer Fortschreibung, den internationalen Übereinkommen zum Klimaschutz und den Sustainable Development Goals (SDG) sowie unter der Berücksichtigung der aktuellen Wasserstoffstrategie der EU wird in dieser Studie ein umfassender globaler Wasserstoffatlas (inklusive Derivate) entwickelt. Der Fokus der Analysen liegt dabei auf grünem Wasserstoff und seinen Derivaten, da andere Herstellungspfade als Brückentechnologie angesehen werden. Es wird dabei einmal die weltweite Situation mit potenziellen Anbietern (Exporteuren) und Nachfragern (Importeuren) betrachtet und zum anderen dann die spezielle Situation der EU und hier insbesondere für Deutschland.

Mit dieser Studie werden erstmals auf der Basis eines neuen methodischen Ansatzes und eines Analyserasters mögliche Partnerländer Deutschlands in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft identifiziert und tiefgehend analysiert. Hierzu werden detaillierte weltweite techno-ökonomische Potenziale modellgestützt erhoben und Wasserstoffwertschöpfungsketten einschließlich des Transports untersucht. Die durchgeführten Analysen schließen die Bedürfnisse der Partnerländer ein. Letztere umfassen die nachhaltige Deckung der eigenen Energienachfrage, das Erreichen eigener Klimaziele unter Nutzung der ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten einer Wasserstoffwirtschaft sowie das Einhalten spezifischer Nachhaltigkeitskriterien für die Wasserstoffwirtschaft in den Partnerländern. Weiterhin werden die Fähigkeiten der Länder analysiert, solche kapital- und technologieintensiven Anlagen zu errichten (z. B. Kapitalzugang und geopolitische Stabilität). Ebenso werden die sich für diese Länder ergebenden Chancen erhoben (z. B. Auswirkungen auf die lokale Wertschöpfung, Möglichkeiten des Capacity Building) sowie Akzeptanz- und Stakeholderanalysen durchgeführt. Dem sich hieraus ergebenden Angebot an Wasserstoff- und Syntheseprodukten wird dann in einem weiteren Analyseschritt die weltweite Nachfrage der Importländer gegenübergestellt und somit erstmals ein Gesamtbild gezeichnet, welches wirtschaftliche, technische, soziale und ökologische Aspekte gleichermaßen betrachtet. Aus den Analysen werden Politikempfehlungen bezüglich der Entwicklung einer nachhaltigen Importstrategie für Deutschland gegeben.

Im ersten Schritt wurde ein Kriterienraster entwickelt, um mögliche Produktionsländer bewerten und eine Vorauswahl relevanter Produktionsländer treffen zu können. Darauf aufbauend wurden

umfangreiche Modellierungsarbeiten vorgenommen, sowohl global für alle relevanten Länder als auch spezifisch für ausgewählte einzelne Länder. Für letztere wurde insbesondere das komplette Energiesystem sehr detailliert abgebildet, um entsprechende Rückwirkungen eines Exports von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten abbilden zu können. Weiterhin wurden die globale Nachfrage und das globale Angebot modelliert, um ein möglichst ganzheitliches Bild zeigen zu können. Ergänzend wurden umfangreiche Diskussionen mit nationalen und internationalen Stakeholdern im Rahmen von Potenzial- und Akzeptanzstudien durchgeführt, um unterschiedliche Perspektiven auf die Thematik zu erfassen. Ebenso wurden Politikmaßnahmen erhoben und analysiert sowie Schlussfolgerungen für die Politik erarbeitet.

Der vorliegende Bericht stellt eine Synthese des Vorgehens sowie die wichtigsten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen vor. Eine ausführliche Dokumentation von Methoden, Datengrundlagen und weiterführender Ergebnisse findet sich auf der HYPAT-Webseite. Weiterhin befindet sich am Ende dieses Berichts ein Anhang mit einer Übersicht der bisherigen Veröffentlichungen.

Der Bericht ist folgendermaßen strukturiert. In Kapitel 2 werden die wesentlichen Ergebnisse aus Sicht der Importländer dargestellt. Es werden globale Nachfragen mit globalen Angeboten für Wasserstoff und seine Derivate aufgezeigt. Es werden die Länder identifiziert, die künftig einen Importbedarf haben werden. Es wird analysiert, welche Aspekte bei der Identifikation von potenziellen Partnerländern für Importe wichtig sind und welche Länder sich als mögliche Partner anbieten. Fragen, ob Wasserstoff oder Derivate und, wenn ja, welche Derivate besser importiert werden sollten, werden beantwortet. Dabei wird auch die Wahl der Transportform (Schiff oder Pipeline) sowie gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigt. Abschließend wird aufgezeigt, welche Hindernisse derzeit für einen erfolgreichen Markthochlauf für eine Wasserstoffwirtschaft noch bestehen.

Kapitel 3 nimmt die Perspektive von potenziellen Exportländern ein. Die positiven Aspekte wie auch mögliche negative Folgen eines Exportes von Wasserstoff und seinen Derivaten werden thematisiert und die wichtigsten Einflussfaktoren hierfür aufgezeigt. Folgende Themen werden dabei vertieft behandelt: die Nachhaltigkeit, die notwendigen industriellen Voraussetzungen, die Wechselwirkungen mit nationalen Energiepolitiken und mögliche Konfliktpotenziale bei Projekten.

Kapitel 4 beschäftigt sich dann mit Schlussfolgerungen für die deutsche Politik. Themen der Kooperation mit anderen Ländern und weiterer Maßnahmen zur Weiterentwicklung einer Importstrategie werden behandelt.

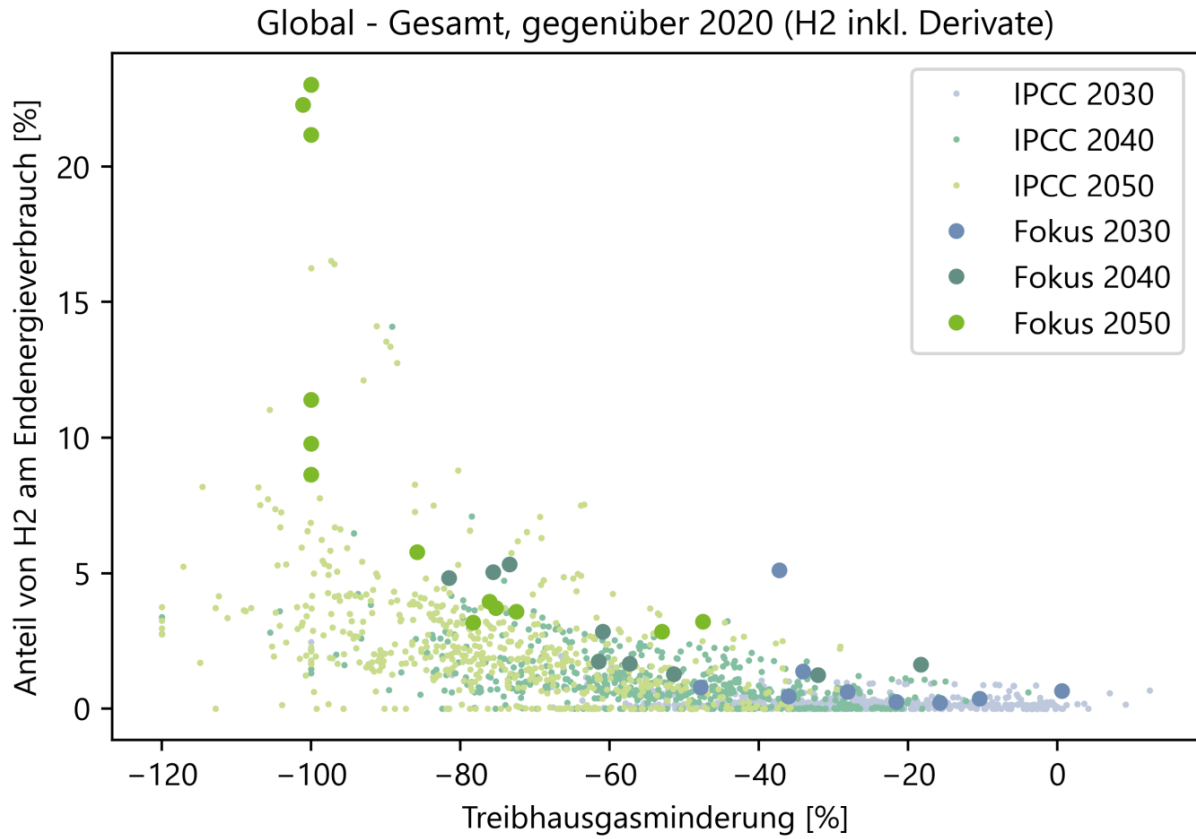
Das letzte Kapitel fasst die wesentlichen Projektergebnisse zusammen und leitet Schlussfolgerungen ab. Im Anhang findet sich u.a. eine Übersicht von allen bisher erschienenen HYPAT-Veröffentlichungen.

2 Ergebnisse aus der Sicht von Importländern

2.1 Die globale Nachfrage nach grünem Wasserstoff und seinen Derivaten wird gerade bei ambitionierten Treibhausgasminderungszielen deutlich steigen

Wasserstoff und seine Syntheseprodukte gelten global als wichtige zukünftige Energieträger, die in vielen Bereichen eingesetzt werden könnten. Im Hinblick auf die künftige globale Rolle von Wasserstoff besteht bislang aber eine hohe Unsicherheit, da verschiedene Studien zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen kommen. Die im HYPAT-Projekt durchgeführte Meta-Analyse ging deshalb der Frage nach, wie sich der globale Wasserstoffbedarf künftig entwickeln könnte. Dabei wurden mehr als 40 aktuelle Energiesystem- und Wasserstoffsznarien neu ausgewertet und ein besonderer Fokus auf Szenarien mit ambitionierten Reduktionszielen für Treibhausgasemissionen gelegt. In der folgenden Abbildung ist der Anteil von Wasserstoff am Endenergieeinsatz in Abhängigkeit der Treibhausgasreduzierung für verschiedene Szenarien in Studien dargestellt, wobei diese als „Fokusszenarien“ bezeichnet werden. Zusätzlich wurden die Wasserstoffnachfrageprojektionen mit der Bandbreite der Nachfrage aus über 300 Minderungsszenarien des 6. Sachstandsberichts des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) verglichen. Diese werden als „IPCC-Szenarien“ bezeichnet. Die Mehrheit der Studien prognostiziert einen deutlichen Anstieg der globalen Wasserstoffnachfrage, der in den Erwartungen besonders stark ausfällt, wenn Regionen oder Länder ehrgeizige Treibhausgasreduzierungsziele haben. Bei Erreichen eines Schwellenwerts von 80 % THG-Reduktion gegenüber 1990 wird der Einsatz von Wasserstoff oft als alternativlos gesehen (siehe Abbildung 1 und Abbildung 2).

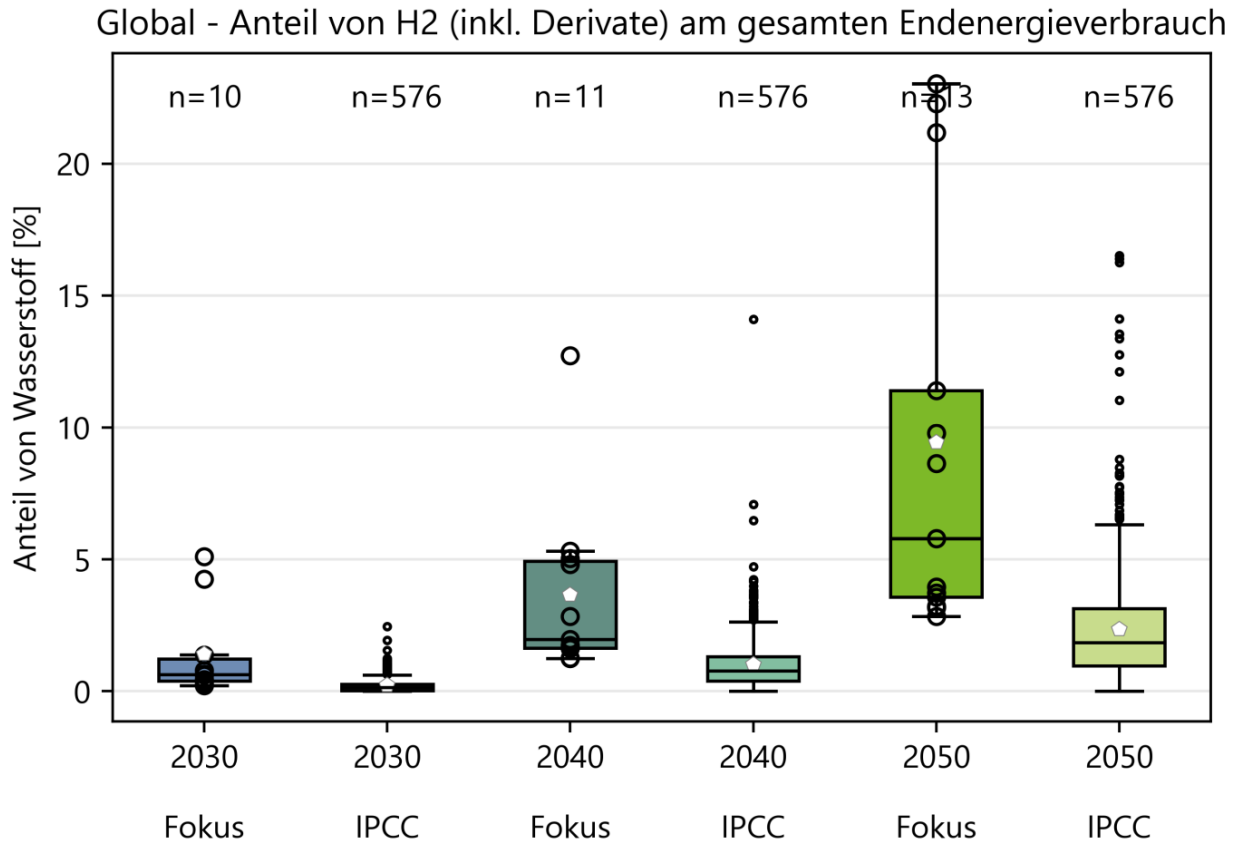
Abbildung 1: Globaler Anteil von Wasserstoff einschließlich Derivate in weltweiten Szenarien in Abhängigkeit der Treibhausgasminderungsquote



Quelle: Riemer et al. (2022)

Die globale Wasserstoffnachfrage hängt also auch stark von der jeweiligen regionalen Klimapolitik ab und wie ambitioniert diese ist. Die Bandbreite des gesamten Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 liegt global zwischen 4 und 11 % des weltweiten Endenergiebedarfs (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Globaler Anteil von Wasserstoff einschließlich Derivate am gesamten Endenergieeinsatz in weltweiten Szenarien mit ambitionierten Treibhausgasminderungszielen



Quelle: Riemer et al. (2022)

Es gibt jedoch große regionale Unterschiede: Für die EU könnte der Wasserstoffanteil bei bis zu 14 % liegen, für China hingegen weist die Mehrheit der Szenarien nur einen Anteil von maximal 4 % an der Endenergie aus. Die große Bandbreite der Erwartungen zur zukünftigen Wasserstoffnachfrage impliziert eine hohe Unsicherheit bei der Entwicklung von Wasserstoffmärkten, welche Investitionen in die Produktion, den Transport und die Nutzung von Wasserstoff behindert. Zum einen wird der Wasserstoffbedarf in den verschiedenen Studien uneinheitlich und in wasserstoffspezifischen Studien vergleichsweise optimistischer eingeschätzt. Zum anderen konkurriert Wasserstoff teilweise mit direkter Elektrifizierung sowie Biomasse und die Bedarfe sind stark regional abhängig, (u. a. von nationalen Ambitionen zur Treibhausgasneutralität und von bereits bestehenden Infrastrukturen). Die Prognoseunsicherheit nimmt mit der Zeit zu, so dass die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 die größte Bandbreite aufweist, mit Ausnahme des Gebäudesektors.

Ausführlich sind die Ergebnisse in Riemer et al. (2022) dargestellt.

2.2 Das globale Angebotspotenzial von erneuerbarer Stromerzeugung reicht aus, um die weltweite Endenergienachfrage zu decken

Nachdem in Kapitel 2.1 die weltweite Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten analysiert wurde, stellt sich die Frage, ob das Angebotspotenzial zu dessen Deckung vorhanden ist. Dabei ist zu beachten, dass nicht nur der Energiebedarf für Wasserstoff und dessen Derivate überwiegend aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden muss, sondern auch die restliche Endenergienachfrage. Weiterhin stehen auch noch andere Quellen zur treibhausgasarmen Wasserstoff- und Wasserstoffderivaterzeugung zur Verfügung, wie beispielsweise die Verwendung von Erdgas zusammen mit der Kohlenstoffabscheidung und Speicherung (engl.: Carbon Capture and Storage; CCS) zur Erzeugung des sogenannten blauen Wasserstoffs. Diese werden hier aber nicht betrachtet. Ein Grund hierfür ist, dass die meisten Studien derzeit mittel- und langfristig von einer Dominanz des grünen Wasserstoffs ausgehen und die anderen Optionen eher als Brückentechnologien angesehen werden (siehe Economic Commission for Europe 2022). In diesem Kapitel wird das Potenzial der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erörtert.

Zur Berechnung wurde der Renewable Potential Calculator 2.0 des Enertile-Modells verwendet, um die globalen erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale für Photovoltaik (PV), Onshore-Wind und Offshore-Wind zu berechnen. Detaillierte Informationen zur Methodik finden sich in Franke et al. (2024) und Kleinschmitt et al. (2021). Das Potenzial für Geothermie und Wasserkraft wurde anhand einer umfangreichen Literaturrecherche ermittelt. Weitere Einzelheiten finden sich in Kleinschmitt et al. (2021).

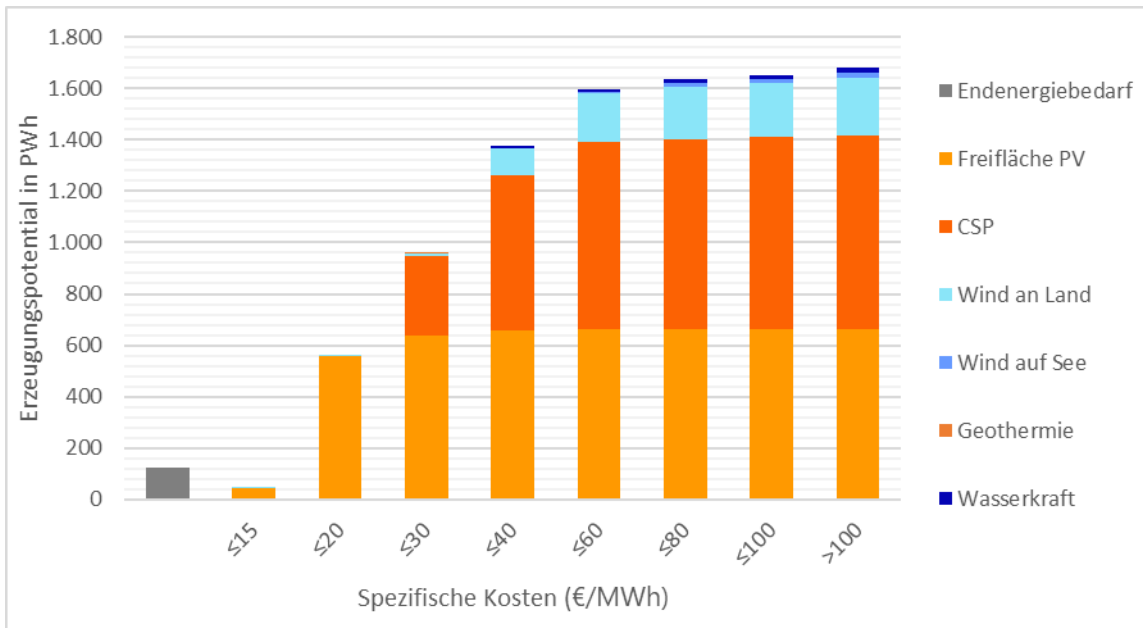
Zur Erhebung des Endenergiebedarfs wurden die Prognosen für den Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 aus dem 1,5°C-Szenario des Global Energy and Climate Outlook 2020 der GFS (Europäische Kommission, 2020) abgeleitet. Dieses Szenario deckt 23 Länder und 14 aggregierte Weltregionen bis zum Jahr 2050 ab. Weitere Informationen hierzu sind in Breitschopf et al. (2022) zu finden.

Die Analysen zeigen, dass das weltweite Potenzial an vergleichsweise kostengünstigen erneuerbaren Energien (EE) ausreicht, um den prognostizierten weltweiten Gesamtendenergiebedarf im Jahr 2050 und damit auch den Bedarf an Wasserstoff- und Wasserstoffderivaten zu decken. Abbildung 3 veranschaulicht das Potenzial erneuerbarer Energien bei unterschiedlichen spezifischen Kosten und unter der Annahme global einheitlicher gewichteter durchschnittlicher Kapitalkosten (WACC) von 2%.

Diese Berechnungen verdeutlichen die enormen erneuerbaren Energieressourcen, die bei unterschiedlichen Kostenschwellen verfügbar sind. Die Photovoltaik (PV) und die Concentrated Solar Power (CSP) dominieren in den unteren Kostenbereichen und Wind an Land und auf See werden bei höheren Kosten immer wichtiger.

Um den weltweiten Endenergiebedarf von 122 PWh zu decken, reicht die Potenzialabdeckung für 20 EUR/MWh schon aus. Dieses basiert hauptsächlich auf Photovoltaik, mit einem kleinen Beitrag aus Onshore-Wind.

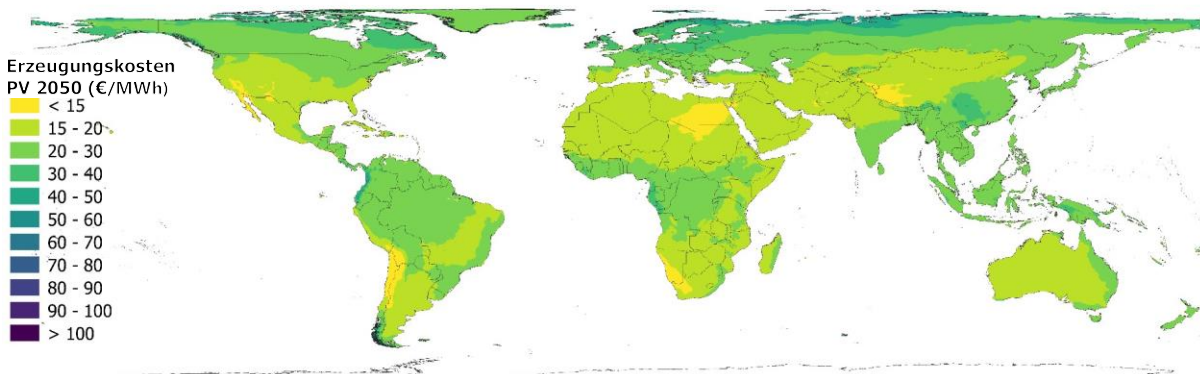
Abbildung 3: Globales Stromerzeugungspotenzial aus Erneuerbaren Energien für unterschiedliche spezifische Kosten und 2% WACC. sowie der weltweite Endenergiebedarf im Jahre 2025



Quelle: Franke et al. (2024)

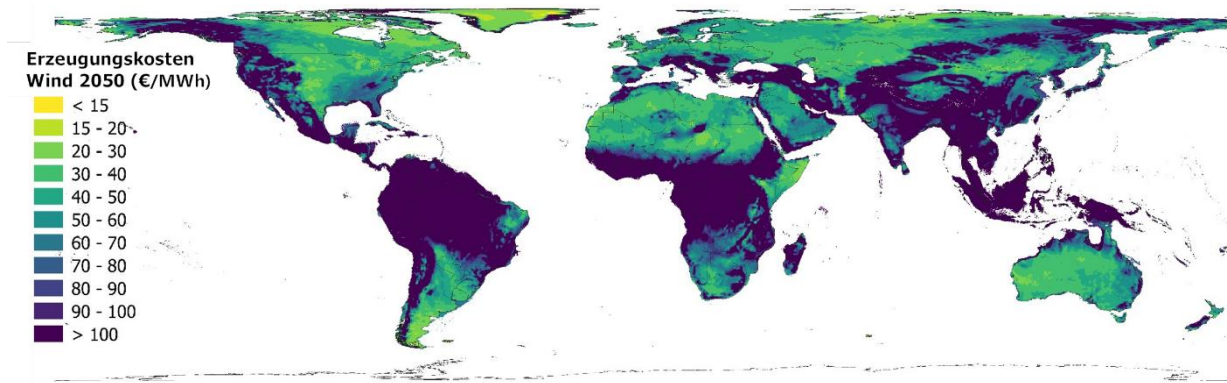
Die potenziellen PV-Ressourcen sind dabei gleichmäßig über die Welt verteilt, insbesondere bei Kosten unter 30 EUR/MWh. Die günstigsten PV-Ressourcen befinden sich in der Atacama-Region (Chile), wo das Sonnenenergiepotenzial außergewöhnlich hoch ist und die Temperaturen moderat sind (Abbildung 4) (die optimale Temperatur von PV-Anlagen liegt bei ca. 20 bis 25°C). Im Gegensatz dazu sind die Windressourcen an Land und auf See geografisch begrenzter und weniger gleichmäßig auf der Welt verfügbar (Abbildung 5). Vor allem Regionen, wie der Süden Chiles, verfügen über reichlich Wind an Land. Bei Wind auf See konzentriert sich das Potenzial vor allem auf die Nord- und Ostsee, wo die Kombination aus hohen Windgeschwindigkeiten und flachen Gewässern zu den vergleichsweise niedrigen Kosten der Ressource beiträgt.

Abbildung 4: Spezifische Stromerzeugungskosten für PV im Jahr 2050.



Quelle: eigene Analysen, basierend auf Vorarbeiten von Kleinschmitt et al. (2021)

Abbildung 5: Spezifische Stromerzeugungskosten für Wind im Jahr 2050.

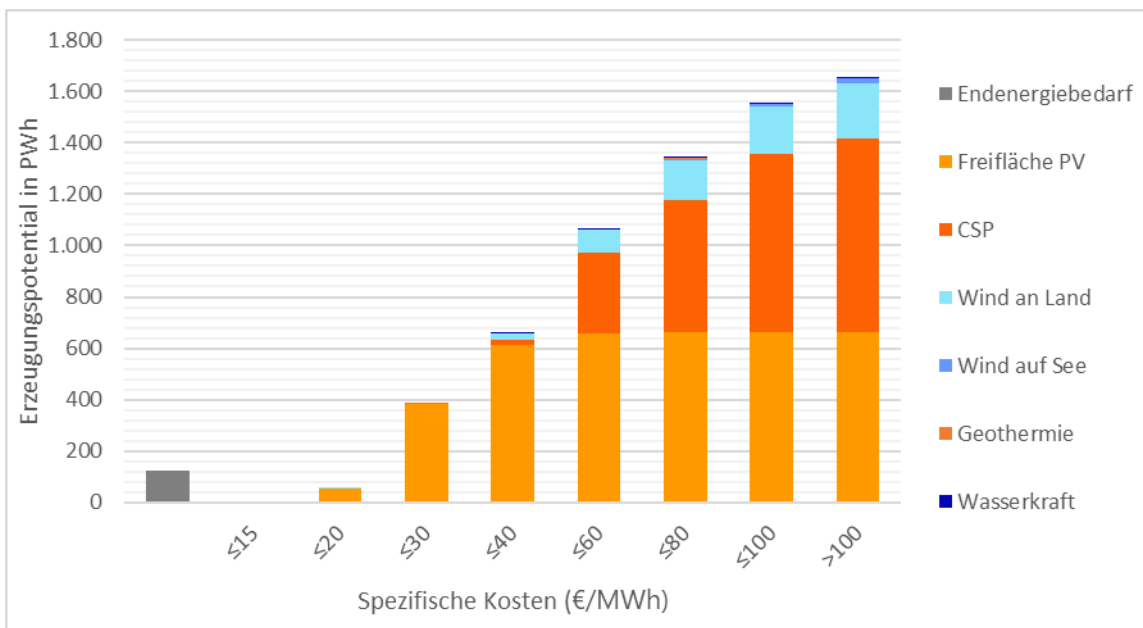


Quelle: eigene Analysen, basierend auf Vorarbeiten von Kleinschmitt et al. (2021)

Die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) spielen eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung der mit dem EE-Potenzial verbundenen Kosten. Abbildung 6 zeigt das Produktionspotenzial bei verschiedenen Kostenniveaus, die mit spezifischen WACC-Werten für jedes Land berechnet wurden (zu der Diskussion um WACC wird auf Wietschel et al. 2021 verwiesen und zu den spezifischen WACC-Annahmen auf Damodaran (2021)). Bei Kosten von 20 EUR/MWh wird der Endenergiebedarf nicht gedeckt, da das verfügbare Potenzial nur 53 PWh beträgt. Bei Kosten von 30 EUR/MWh steigt das Potenzial auf 382 PWh, was ausreicht, um den Endenergiebedarf zu decken. Dieses Potenzial ist jedoch immer noch geringer als im Szenario mit einem einheitlichen WACC von 2 % unter 20 EUR/MWh (Abbildung 6).

Dieser Vergleich verdeutlicht die erheblichen Auswirkungen, die unterschiedliche WACC-Werte auf die Wirtschaftlichkeit und die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien haben.

Abbildung 6: Globales Stromerzeugungspotenzial für unterschiedliche spezifische Kosten und länderspezifischen Kapitalkosten (spezifischen WACC).

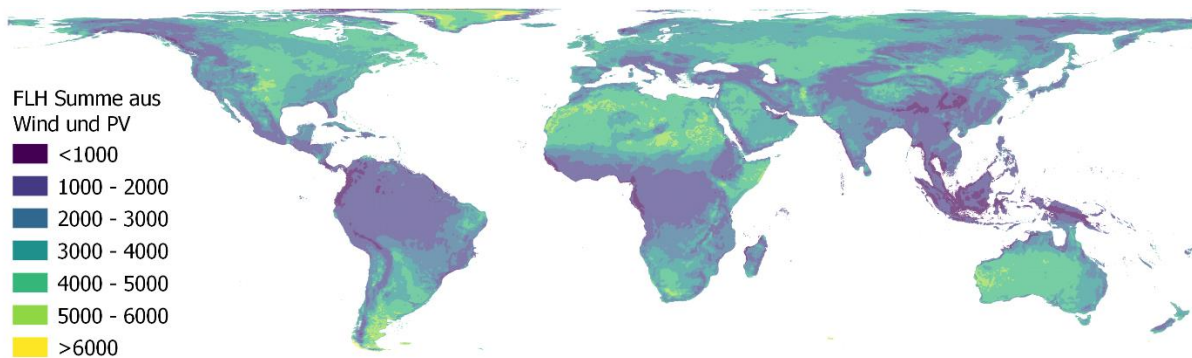


Quelle: Franke et al. (2024)

Bei der Erstinstallation von Inselsystemen, bei denen die Wasserstoffproduktion völlig netzunabhängig ist und über lokalen Ökostrom erfolgt, bieten Regionen mit höheren

Volllaststunden (FLH) hinsichtlich der Erzeugungskosten einen erheblichen Vorteil. In diesen Gebieten kann der Elektrolyseur eine hohe kontinuierliche Auslastung erreichen, was die Stromgestehungskosten für Wasserstoff (LCOH) senkt. Abbildung 7 zeigt die kombinierten FLH für Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen. Sie demonstriert, dass Regionen wie der Süden Chiles, die für ihre außergewöhnlichen Windressourcen bekannt sind, auch einige der höchsten kombinierten FLH aufweisen. Andere Regionen mit hohen kombinierten FLH sind die MENA-Region, der Mittlere Westen der USA und Australien.

Abbildung 7: Summe der Volllaststunden von Wind und PV.



Quelle: eigene Analysen, basierend auf Vorarbeiten von Kleinschmitt et al. (2021)

Ausführlich sind die Ergebnisse in Franke et al. (2024) und Kleinschmitt et al. (2021) dargestellt.

2.3 Viele Länder verfügen über hohe Erneuerbare-Potenziale und niedrige Erneuerbare-Kosten, wodurch andere Aspekte bei Wasserstoffproduktion und -Export in den Vordergrund rücken.

Sonnige Regionen, vor allem in Kombination mit guten Windbedingungen, bieten aus technisch-wirtschaftlicher Sicht geringe Produktionskosten für grünen Wasserstoff und dessen Derivate. Wie im vorangestellten Kapitel gezeigt, ist dies für viele Länder der Fall. Daher rücken für die Identifikation möglicher Lieferländer andere techno-ökonomische Aspekte in den Vordergrund (z. B. Zugang zu günstigem Kapital, Möglichkeiten und Kosten für Unterspeicherung (UGS), usw.). Neben niedrigem WACC, die für kostengünstige Nutzung der EE-Potenziale und den Aufbau von Infrastrukturen relevant sind, sind andere Faktoren für die Realisierung von Projekten für den Wasserstoffexport ebenso wichtig. Eine optimal aufeinander abgestimmte Auslegung der Kapazitäten für die EE-Stromerzeugung, die Elektrolyse und die UGS im Zusammenspiel mit der Auswahl geeigneter Exportpunkte und -formen (per Pipeline oder verflüssigt bzw. als Syntheseprodukt per Schiff) kann den Einfluss der WACC auf die Gesamtexportkosten teilweise kompensieren.

Für die Abschätzung der Kosten von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten im HYPAT-Projekt, wurde ein umfangreiches Modell der Versorgungskette aufgebaut. Dieses beinhaltet die zeitlich und örtlich aufgelösten EE-Produktionspotenziale (Modell *Enertile*) (siehe vorherige Kapitel), welche in ein nationales Energiesystemmodell (Modell *Sector-Coupled PyPSA-Earth*) für die vertiefend betrachteten Länder (Brasilien, Ukraine, Kanada, Marokko, Vereinigte Arabische Emirate, Türkei, Chile und Namibia) integriert wurden. In diesem Energiesystemmodell werden neben den Dekarbonisierungspfaden der potenziellen Exportländer (Modell *LEAP*, *Excel-*

*Templates*¹) auch verschiedene Exportmengen sowie lokale Gegebenheiten berücksichtigt, wie bspw. die geographische Verteilung von EE-Potenzialen und Exportinfrastrukturen, die Verfügbarkeit von Potenzialen für UGS sowie die Transportentfernung zu diesen. Alle genannten Faktoren haben einen großen Einfluss auf den Umfang des nationalen Infrastrukturausbaus sowie auf den Aufbau der nationalen Wasserstoffinfrastruktur (Erzeugung, Speicherung, Transport). Für die Analyse der (Produktions- und) Exportkosten für Wasserstoff- und Wasserstoffderivate werden anschließend Modelle für den Export über Pipelines (Modell *Hytra* für komprimierten Wasserstoff) sowie per Schiff von flüssigen PtX-Energieträgern (Modell *H₂ProSim* für Flüssigwasserstoff, Ammoniak, LOHC, Methanol und Fischer Tropsch Kraftstoffe) eingesetzt. Die Modellergebnisse geben Aufschluss über die zu erwartenden Importkosten von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten für Netto-Nachfrageländer und zeigen die Auswirkungen der Exporte auf die nationalen Energiesysteme der Netto-Erzeugerländer auf. Details und Einzelheiten zur Methodik der Modelle und den angewandten Parametern finden sich im methodischen Working Paper (Pieton et al. 2024a). Allerdings sind die Kosten nicht mit den Marktpreisen für grünen Wasserstoff zu verwechseln (siehe zu dieser Problematik Wietschel et al. 2021). In Kapitel 2.7 wird auf Wasserstoffpreise eingegangen.

Der Hauptkostentreiber für importierten Wasserstoff sind die H₂-Produktionskosten, welche sich wesentlich aus den Stromgestehungskosten und den Investitionen plus Kapitalkosten der Elektrolyse zusammensetzen. Aber auch die Kosten der PtX-Produktionskette, bestehend aus Infrastrukturkosten für Zwischenspeicher von Wasserstoff und PtX-Produkt sowie Synthese oder Verflüssigung, machen einen erheblichen Teil der Importkosten aus. Die fallgenaue Aufschlüsselung der Importkostenkomponenten ist im Ergebnisfoliensatz der technoökonomischen Bewertung (Pieton et al. 2024b) einsehbar.

Die Transportdistanz zwischen einem exportierenden und dem importierenden Land ist hingegen kein ausschlaggebender Faktor für die Bereitstellung von Wasserstoffderivaten. Für die PtX-Produkte Ammoniak (NH₃), flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC), Methanol (CH₃OH) und Fischer-Tropsch-(FTS)-Produkte liegt der Transportkostenanteil² via Schiff unterhalb von 3 % und macht selbst im ungünstigsten Fall, dem Export geringer Mengen flüssigen Wasserstoffs über eine große Transportdistanz³, im Jahr 2030 unter 15 % und 2050 unter 5 % der Gesamtimportkosten aus. Die Importkosten per Schiff sind aus diesem Grund auch zwischen Ländern mit stark unterschiedlicher Transportdistanz nach Deutschland, bspw. für Marokko und Kanada, vergleichbar. Für den Pipelineimport aus Europa und dem MENA-Raum sind viele Kostenkomponenten zwar abhängig von der Transportdistanz (Länge der Pipeline, Anzahl der Kompressionsstationen und die benötigte Energiemenge für die Zwischenverdichtung), jedoch überwiegen die Wasserstoffproduktionskosten einschließlich der Stromerzeugung die distanzabhängigen Transportkosten deutlich: Für 2030, im moderaten Szenario und bei Importmengen von 50 TWh liegt der distanzabhängige Kostenanteil für neu errichtete Pipelines bei 23 % für Marokko (2.132 km Transportdistanz), 17 % für die Türkei (1.462 km) und 9 % für die Ukraine (871 km). Je länger der Transportweg, desto höher sind die Pipelineimportkosten. So wird deutlich, dass es eine wirtschaftliche Obergrenze für die Entfernung von Pipelineimportländern gibt.

Der Einsatz großskaliger UGS in der Nähe günstiger EE-Standorte, eines H₂-Netzes oder eines Exportpunktes ist eine wichtige Flexibilitätsoption und kann die Wasserstoffkosten sowohl für das

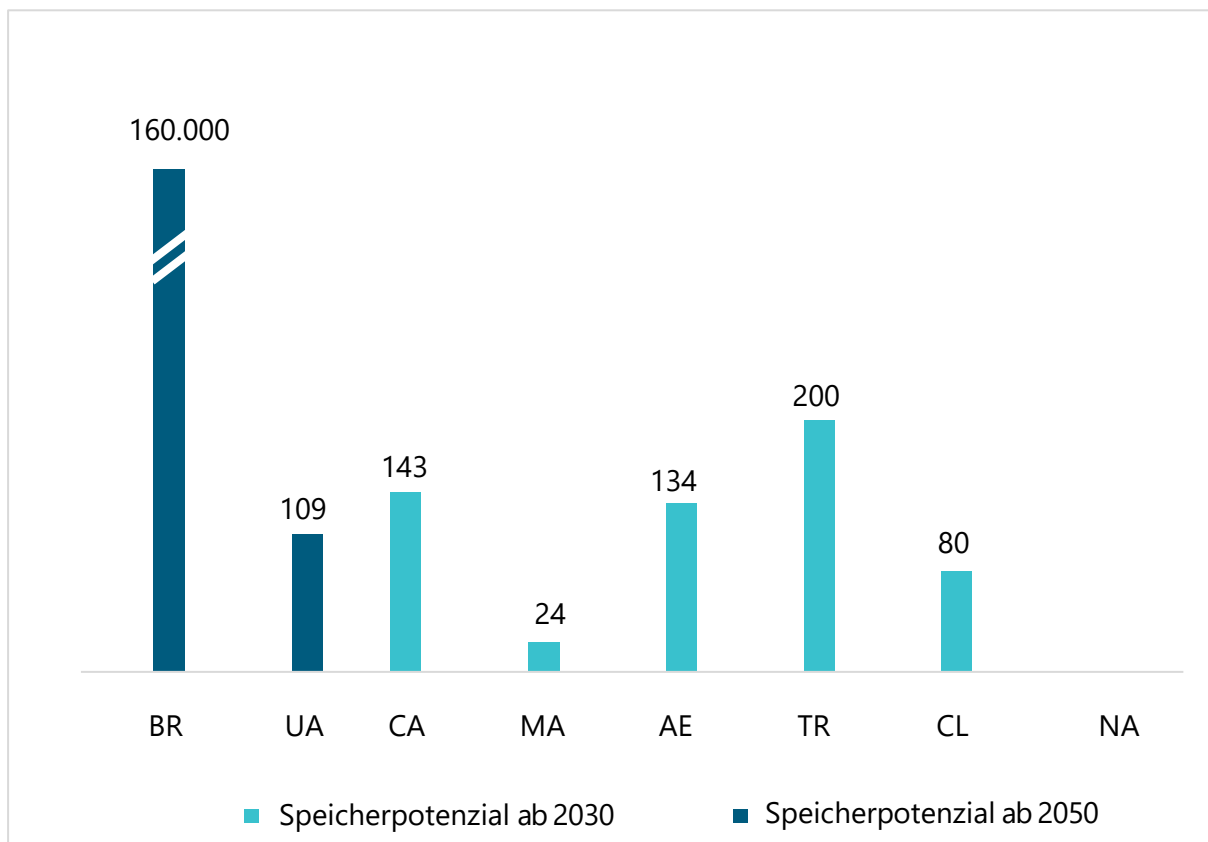
¹ National energy demand projections using LEAP and Excel

² Kosten des reinen Schiffstransports ohne die Kostenanteile der übrigen Wasserstoffexportinfrastruktur

³ Beispielsweise aus Brasilien mit einer Transportdistanz von 8.437 km (Pecem) bis 11.475 km (Rio Grande)

inländische Energiesystem als auch für den Export senken. UGS sind wichtig, um Schwankungen in der Wasserstoffproduktion (durch Überschussstrom) und Wasserstoffversorgung der Exportindustrie (Synthese, Verflüssigung) auszugleichen. Ihre Verfügbarkeit reduziert prinzipiell Überkapazitäten von EE-Anlagen und Elektrolyseuren. Ein gleichmäßigeres Wasserstoffversorgungsprofil ermöglicht den kontinuierlichen Betrieb von PtX-Syntheseanlagen, da dies das kostenintensive An- und Abfahren dieser Anlagen reduziert und deren Einsatz optimiert. Insbesondere bei starken saisonalen Schwankungen ist die Speicherung unverzichtbar, um einen möglichst kontinuierlichen Betrieb der Anlagen während des ganzen Jahres zu gewährleisten. Details zu den wirtschaftlichen Auswirkungen von Schwankungen in der Wasserstoffproduktion für den Export finden sich im Ergebnisfoliensatz der technoökonomischen Bewertung (Pieton et al. 2024b). Die Verfügbarkeit von UGS in den untersuchten Ländern unterscheidet sich dabei stark und ist auch von Annahmen, bspw. zu Speichertypen und möglichen geologischen Formationen, abhängig. Abbildung 8 zeigt die UGS-Potenziale, wobei diese für 2030 auf angekündigten Projekten aus der Literatur beruhen. Der Bau oder die Umwidmung von Speichern ist sehr zeitintensiv. Daher wurde für Länder, für die bislang keine konkreten Umsetzungsprojekte zur Nutzung von H₂-Speicherpotenzialen bis 2030 bekannt sind, die Nutzung von H₂-Speichern erst ab 2050 angenommen. Mehr Informationen zu Wasserstoff-UGS und deren Rolle in der Energiewende sind auch in Folge 9 des HYPAT Podcasts (HYPAT Podcast 2024) zu finden.

Abbildung 8: UGS-Potenziale von Wasserstoff in den untersuchten Exportländern in TWh.
Länderkürzel: BR – Brasilien, UA – Ukraine, CA – Kanada, MA – Marokko, AE –
Vereinigte Arabische Emirate, TR – Türkei, CL – Chile, NA – Namibia.



Quelle: Pieton et al. 2024b

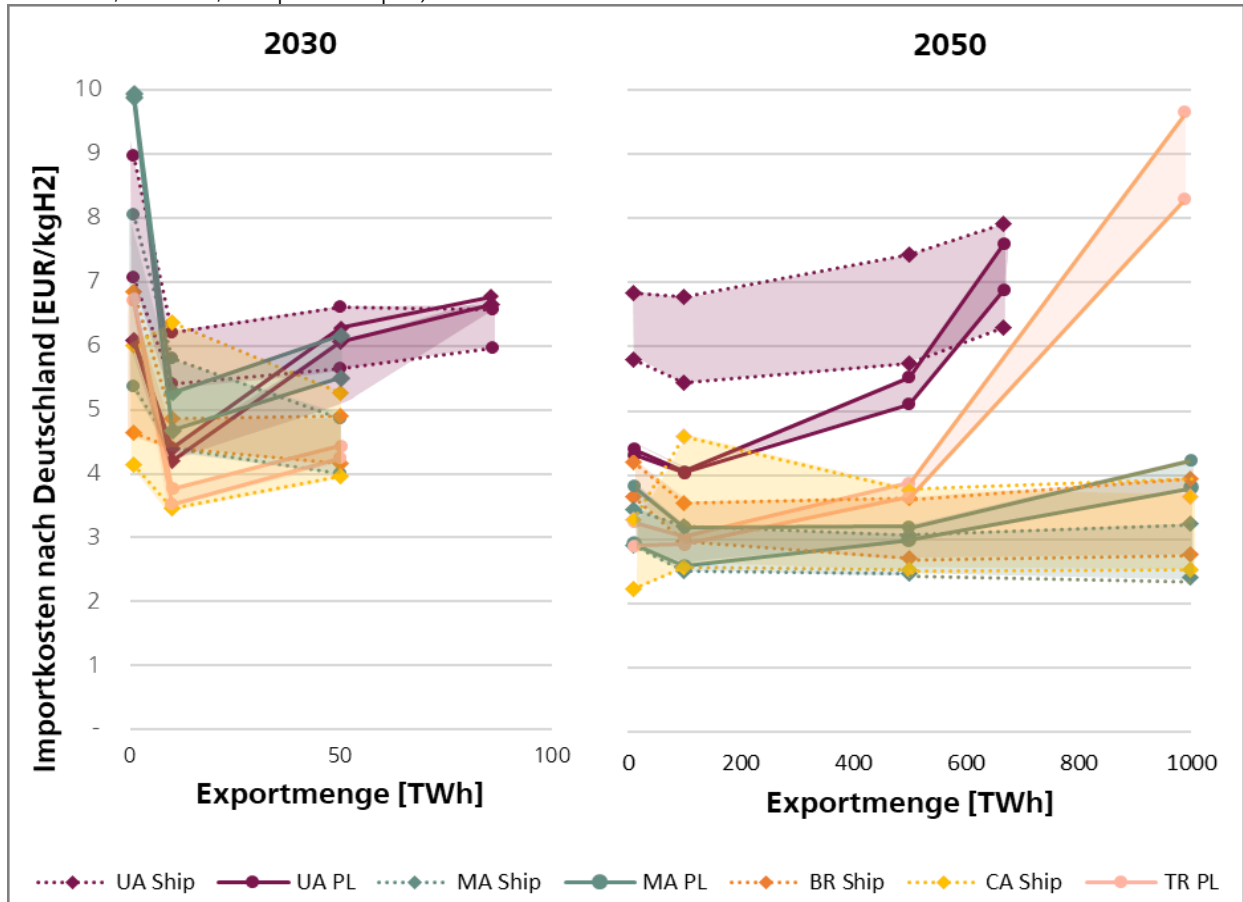
Die Kapitalkosten (WACC) sind einer der entscheidenden Parameter hinsichtlich der Produktions- und Exportkosten für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Im HYPAT Projekt wurden länderspezifische WACC über die gesamte Modellkette berücksichtigt (Pieton et al. 2024a; Damodaran et al. 2021). Die niedrigsten WACC wurden für Kanada ermittelt, da es das wirtschaftlich und politisch stabilste Land unter den für die detaillierte Energiesystemmodellierung ausgewählten Ländern ist. Die höchsten WACC werden hingegen für die Ukraine angesetzt, da diese aktuell durch den russischen Angriffskrieg destabilisiert ist. Da die WACC mit Unsicherheiten behaftet sind und sich in der Zukunft ändern können, wurde diese in den Szenarien variiert. Die WACC sinken vom konservativen über das moderate zum optimistischen Szenario. Im moderaten Szenario wird ein historischer Durchschnitt angesetzt, im optimistischen ein historisches Minimum und im konservativen Szenario ein historisches Maximum. Eine detaillierte Darlegung, Begründung und das Ergebnis der WACC-Auswahl findet sich im methodischen Working Paper (Pieton et al. 2024a).

Die Analyse der Wasserstoff-Importkosten für Deutschland wurde für verschiedene länderspezifische Exportmengen aus den betrachteten Erzeugerländern durchgeführt. Für Marokko, Brasilien, Kanada, Ukraine und die Vereinigten Arabischen Emirate wurde der Schiffstransport (Ship) betrachtet und für Marokko, die Türkei und die Ukraine wurde des Weiteren der Export über Wasserstoffpipelines (PL) nach Deutschland analysiert.

Abbildung 9 zeigt die Wasserstoffimportkosten für Deutschland aus den Exportländern Ukraine, Marokko, Brasilien, Kanada und Türkei für die betrachteten Zieljahre 2030 und 2050 im moderaten Szenario. Die gezeigte Spannweite ergibt sich aufgrund verschiedener analysierter Wasserstoffträger für den Schiffstransport (LH₂, NH₃ und LOHC) und deren inkludierten Rückumwandlung zurück zu H₂, unterschiedlicher angenommener Wasserstofflieferzeitreihen an die Synthese sowie unterschiedliche technische Konfigurationen für den Pipelinetransport (Neubau oder Umwidmung vorhandener Erdgasleitungen, Netzstrom oder EE-Strom sowie Wasserstoff als Energiequelle für die Wasserstoffkompression).

Abbildung 9: Importkosten für Wasserstoff aus PtX-Produkten nach Deutschland aus ausgewählten Exportländern im moderaten Szenario.

Die Spannweite der Ergebnisse ist bedingt durch die unterschiedlichen Produkte und Wasserstofflieferzeitreihen beim Schiffstransport sowie unterschiedliche technische Konfigurationen beim Pipelinetransport. UA: Ukraine, MA: Marokko, BR: Brasilien, CA: Kanada, TR: Türkei; PL: Pipelinetransport)



Quelle: Eigene Darstellung

Für den Fall, dass man ausschließlich Lieferungen nach Deutschland aus den betrachteten Ländern unterstellt, sind für relevante Importmengen im Jahr 2030 Wasserstoffimportkosten zwischen 3,5 und 6,5 EUR/kg zu erwarten. Für 2050 wurden Importkosten zwischen 2,5 und 4,5 EUR/kg bestimmt. Lediglich für Wasserstoffimporte aus der Ukraine wurden höhere Kosten berechnet. Hier sind die verfügbaren günstigen EE-Potentiale schon bei vergleichsweise geringen Exportmengen ausgeschöpft, sodass bei höheren Exportmengen auf EE-Potentiale mit hohen Stromgestehungskosten zurückgegriffen werden muss. Dies ist auch bei den anderen analysierten Ländern zu beobachten, jedoch in einem deutlich geringen Ausmaß.

Hervorzuheben ist zudem, dass sich die Kosten zwischen Pipelineimporten und Schiffsimporten für die betrachteten Exportmengen und bilateralen Lieferbeziehungen ungefähr angleichen. So ist beispielweise eine ungefähre Kostenparität aus Pipelineimporten aus Marokko zu Schiffsimporten aus Kanada und Brasilien zu beobachten.

Charakteristisch für die Exportkosten ist eine „Badewannenkurve“: Es ist zu beobachten, dass sich bei kleineren Exportmengen höhere Exportkosten zeigen, welche ihr Minimum bei mittelgroßen Mengen finden und bei großen Exportmengen wieder steigen. Grund dafür sind die anfänglich geringen Skaleneffekte beim Schiffs- und geringen Austastungen beim Pipelinetransport, die mit steigenden Exportmengen zunehmen. Gegenläufig steigen die Wasserstoffproduktionskosten, da nach und nach teurere EE-Potentiale erschlossen werden.

Fazit: Bei einer isolierten Betrachtung von Deutschland als Nachfrager liegen zu erwartende Wasserstoff-Importkosten kurzfristig zwischen 3,5 und 6,5 EUR/kg (in 2030) und mittel- bis langfristig zwischen 2,5 und 4,5 EUR/kg (in 2050). In Kapitel 2.6 werden weltweite Kosten- und Nachfragepotenzialbetrachtungen sowie daraus ableitbare Kosten betrachtet. In Kapitel 2.7 werden dann Wasserstoffpreise für Deutschland, die EU und EU-Anrainerstaaten ermittelt. An dieser Stelle sei nur erwähnt, dass Kosten nicht mit Marktpreisen zu verwechseln sind.

Neben bisher erläuterten allgemein wichtigen Aspekten konnten, für die im Projekt im Detail untersuchten Länder, landesspezifische Kriterien identifiziert werden:

- Chile: Unter rein wirtschaftlichen Kriterien bietet Chile die niedrigsten Produktionskosten für grünen Wasserstoff, was es bei Ausnutzung seines hervorragenden Solar-PV-Potenzials zu einem attraktiven Standort für die Herstellung macht.
- Kanada: Niedrige WACC sowie kurze Distanzen zwischen günstigen EE-Standorten, UGS und Häfen machen Kanada zu einem attraktiven Exporteur ab 2030.
- Marokko: Die besten EE-Standorte sind im Süden und daher weit entfernt von Pipeline-Exportpunkten im Norden des Landes. Ein H₂-Netzwerk muss inländisch ausgebaut werden, um die EE-Standorte mit den Exportpunkten verbinden zu können.
- Brasilien: Der hohe Biomasseanteil im Endenergieverbrauch kann das Erreichen von Dekarbonisierungszielen beschleunigen. Zudem liegen ausgezeichnete EE-Potenziale in der Nähe von Überseehäfen vor.
- VAE: Eine geographische Nähe zwischen EE-Standorten, möglichen Exporthäfen und Untergrundspeichern, niedrige WACC und eine prognostizierte, hohe inländische Nachfrage nach PtX-Produkten machen die Vereinigten Arabischen Emirate unter den techno-ökonomischen Aspekten zu einem idealen Land für PtX-Exporte.
- Türkei: Der Export per Schiff weist nur geringe räumliche Synergien mit dem heimischen Energieverteilungs- und Übertragungssystem auf. Größere Exportmengen müssten durch erneuerbare Energien und unterirdische Wasserstoffspeicher abgedeckt werden, die jedoch sowohl von den Nachfragezentren als auch von den Exporthäfen weit entfernt sind.
- Ukraine: Hohe WACC überschatten die Ergebnisse und verursachen kostspielige H₂-Exporte trotz eigentlich relativ guter Bedingungen im Energiesystem sowie existierender Exportpipelines.
- Namibia: Das Land biete große EE-Potenziale, jedoch ist die Energieinfrastruktur schlecht ausgebaut.

Weitere technoökonomische Ergebnisse und landesspezifische Detailauswertungen finden sich im Ergebnisfoliensatz der techno-ökonomischen Bewertung (Pieton et al. 2024b) und in dem Arbeitspapier zur Methodik (Pieton et al. 2024a).

Allerdings sind neben den techno-ökonomischen Aspekten noch weitere Faktoren bei der Länderbewertung zu beachten. In HYPAT wurde hierzu ein umfangreiches Analyseraster entwickelt und zur Länderbewertung angewendet (siehe dazu die Ausführungen in Breitschopf et al. 2022). Neben den oben angeführten Themen ist ein zusätzlicher wichtiger Aspekt bei der Länderbewertung die Verfügbarkeit von Wasserressourcen. So sind bezüglich der Wasserressourcen drei Kriterien zu beachten: Meereszugang eines Landes, verfügbare Süßwasserressourcen pro Einwohner und Jahr sowie Trockenheitsrisiko innerhalb des Landes. Da der Anteil der Kosten für die Meerwasserentsalzung und den Transport von Wasser über größere Entfernungen an den gesamten Herstellkosten von Wasserstoff und seinen Derivaten nur eine untergeordnete Rolle spielt, ist die Wasserverfügbarkeit am Standort der Elektrolyse selbst in

vielen Ländern kein relevanter Faktor (Mendler et al. 2024 und Lux et al. 2021). Vielmehr stellt sich die ethische Frage, ob in Regionen, in denen Menschen kaum oder schlechten Zugang zu Wasser haben, die Wassernutzung für die Herstellung von Wasserstoff für den Export, vertretbar ist. Weiterhin sind die Umweltbelastungen bei einer Meerwasserentsalzung zu beachten und so gering wie möglich zu halten.

Zusätzlich gewinnt – nicht zuletzt aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine – die Sicherheit und politische Stabilität bei Lieferbeziehungen verstärkt an Bedeutung. Hierbei ist es essenziell, politische Stabilität als multidimensionales Konstrukt zu erfassen, das nicht nur das gegenwärtige politische Regime und dessen Legitimität, menschenrechts- und völkerrechtskonforme Verhalten, sondern auch die Beschaffenheit und Effektivität staatlicher Institutionen berücksichtigt. Generell müssen politische Risiken bei der Beurteilung von Handelsbeziehungen – insbesondere für kritische Versorgungsgüter – stärker gewichtet werden. Neben der technischen Verfügbarkeit und dem Preis sollte deshalb auch die Bewertung der Versorgungssouveränität der importabhängigen Nationen, außen- und insbesondere innenpolitische Aspekte, Governance und die Effektivität staatlicher Einrichtungen stärker beachtet sowie systemische und politische Resilienz und Zuverlässigkeit der Partnerländer mit bewertet werden. Zudem sollten geopolitische Überlegungen und wertegeleitete Handelsbeziehungen in der Wasserstoffstrategie angestrebt werden. Zu dieser Diskussion siehe das HYPAT Impulspapier (Wietschel et al. 2022a).

2.4 Flüssigwasserstoff und Ammoniak sind die günstigsten Exportprodukte per Schiff

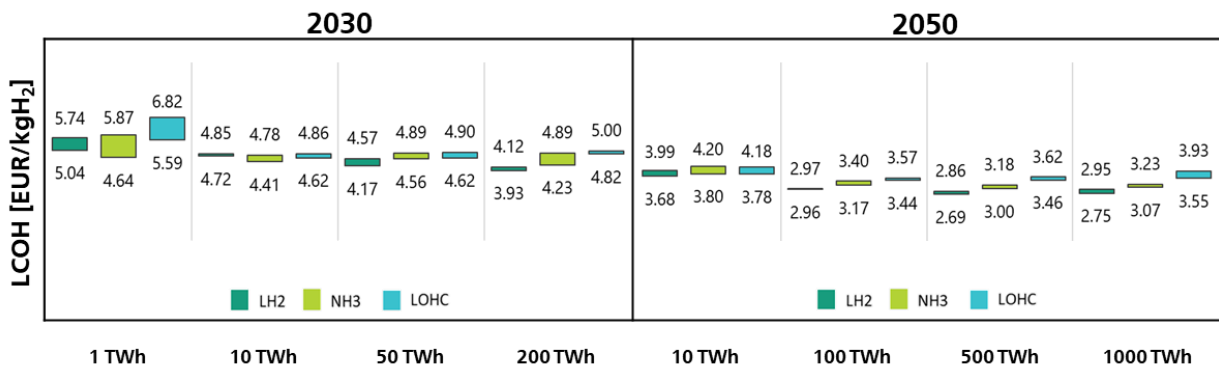
Innerhalb der techno-ökonomischen Analysen in diesem Kapitel werden in einem ersten Schritt die Bereitstellungskosten für den Fall, dass die Energieträger mit dem Schiff transportiert werden, diskutiert. In einem zweiten Schritt wird spezifisch auf die Wasserstoff-Pipeline eingegangen und die pipelinegebundenen Exportkostenanteile analysiert. Im Falle des Schifffixportes wurden zwei Untersuchungsrahmen angewendet. Zum einen wurden die Kosten mit einer Rückumwandlung der Energieträger in Deutschland zu gasförmigem Wasserstoff (Levelized Cost of Hydrogen – LCOH) und zum anderen ohne Rückumwandlung (Levelized Cost of Power-to-X – LCOPTX) untersucht. Da es sich hierbei um unterschiedliche Untersuchungsrahmen handelt (gasförmiger Wasserstoff vs. flüssige Energieträger), können deren jeweilige Kosten auch nicht direkt miteinander verglichen werden. Für den pipelinegebundenen Transport wurden, um die Vergleichbarkeit zum Schifftransport zu gewährleisten, die Wasserstoffexportkosten) analysiert und hierbei Transport (Levelized Cost of Transport - LCOT) - sowie Gesamtexportkosten gesondert betrachtet (siehe Abbildung 10). Die Gesamtexportkosten für Pipelines setzen sich zusammen aus den LCOH, die im Exportland entstehen, sowie LCOT, für den Transport zwischen Export- und Importland. Dieser Sachverhalt, weitere methodischen Aspekte, Annahmen und Rahmenbedingungen sowie weiterführende Schlussfolgerungen wurden bereits im vorherigen Kapitel kurz dargelegt und finden sich im Detail im methodischen Arbeitspapier (Pieton et al. 2024a) sowie im Ergebnisfoliensatz (Pieton et al. 2024b).

Bereitstellung molekularen Wasserstoffs mit dem Schiff

Für das Szenario einer Bereitstellung molekularen/gasförmigen Wasserstoffs mit dem Schiff zur Einspeisung grünen Wasserstoffs in das deutsche Wasserstoff-Kernnetz werden die Wasserstoffträger Flüssigwasserstoff (LH₂), Ammoniak (NH₃) und flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) berücksichtigt. Zwar wären auch die Energieträger Methanol und FTS-Kraftstoffe grundsätzlich denkbar, jedoch ist deren Einsatz als Wasserstoffträger zumindest mittelfristig eher unwahrscheinlich, da ihre direkte Nutzung naheliegender ist. Für die Rückumwandlung von verschifftem LH₂, NH₃ und LOHC in molekularen Wasserstoff ist daher eine Regasifizierung (LH₂) bzw. Reformierung (NH₃, LOHC) inklusive Produktgasaufbereitung in den Berechnungen berücksichtigt um die Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) zu ermitteln. Bisher ist die Reformierung von Ammoniak noch nicht im Großmaßstab realisiert worden, wobei verschiedene Hersteller hier jedoch keine großen technischen Hemmnisse absehen. LH₂ kann, vergleichbar zu Flüssigerdgas (LNG), besonders effizient regasifiziert werden. Wasserstoff aus LOHC wird wiederum über eine Dehydrierungseinheit gewonnen.

Die Ergebnisse der im HYPAT-Modellkette (siehe Kapitel 2.3) zeigen, dass die finalen Wasserstoffimportkosten nach Rückumwandlung zu molekularem Wasserstoff zwischen Ammoniak und Flüssigwasserstoff für kleinere Exportvolumina vergleichbar sind, für mittlere und große Exportvolumina jedoch zugunsten von Flüssigwasserstoff ausfallen. Somit hat Flüssigwasserstoff im Falle größerer H₂-Exportmengen entscheidende Vorteile gegenüber den Wasserstoffträgern Ammoniak und LOHC. Dies konnte für das Land Brasilien (siehe Abbildung 10) und für die Länder Ukraine, Kanada, Marokko und die VAE (siehe Ergebnisfoliensatz, Pieton et al. 2024b) gezeigt werden.

Abbildung 10: Importkosten für gasförmigen Wasserstoff (LCOH) im Falle eines Schiffimportes von LH2, NH3 und LOHC aus Brasilien und einer Rückumwandlung zu molekularem Wasserstoff am Zielort Deutschland für die Jahre 2030 und 2050 und unter Berücksichtigung unterschiedlich großer Exportmengen.



Quelle: Eigene Darstellung

Grundsätzlich gilt für alle untersuchten Exportländer, dass es ein Kostenoptimum gibt, an dem die Importkosten nach Deutschland im Verhältnis zur Menge am niedrigsten sind: Während die Grenzkosten für die Wasserstoffherstellung aus einer gesamt-energiesystemischen Sicht steigen, sinken die nivellierten Kosten für den Transport (u. a. aufgrund von Skaleneffekten) (siehe Kapitel 2.3). Allgemein steigen die exportlandspezifischen Wasserstoffimportkosten mit der Exportmenge an, da ab einem gewissen Punkt die Wasserstoffproduktionsstätten nur mit zunehmend ungünstigen EE-Potenzialen beliefert und mit einem kostenintensiven weiteren Zubau neuer Strom- bzw. Wasserstofftransportinfrastrukturen erschlossen werden können. Dagegen sinken die Kostenanteile für Synthese, Lagerung und Schifftransport mit zunehmender Exportmenge aufgrund einer besseren Auslastung und durch Skaleneffekte. Dies führt zu einem Kostenminimum bei mittleren Exportmengen (zwischen 200-1000 TWh Wasserstoff im Jahr 2050, je nach Produktionsland) und lässt sich anhand der „Badewannenkurve“ der LCOH in Abbildung 10 für Brasilien erkennen. Auch für die VAE konnte gezeigt werden, dass kostenoptimierte LH₂- und NH₃-Exporte im Jahr 2050 für eine Exportmenge von circa 500 TWh erfolgen können. Weitere Erkenntnisse und Ergebnisse bezüglich der weiteren untersuchten Länder finden sich im Ergebnisfoliensatz der technoökonomischen Bewertung (Pieton et al. 2024b).

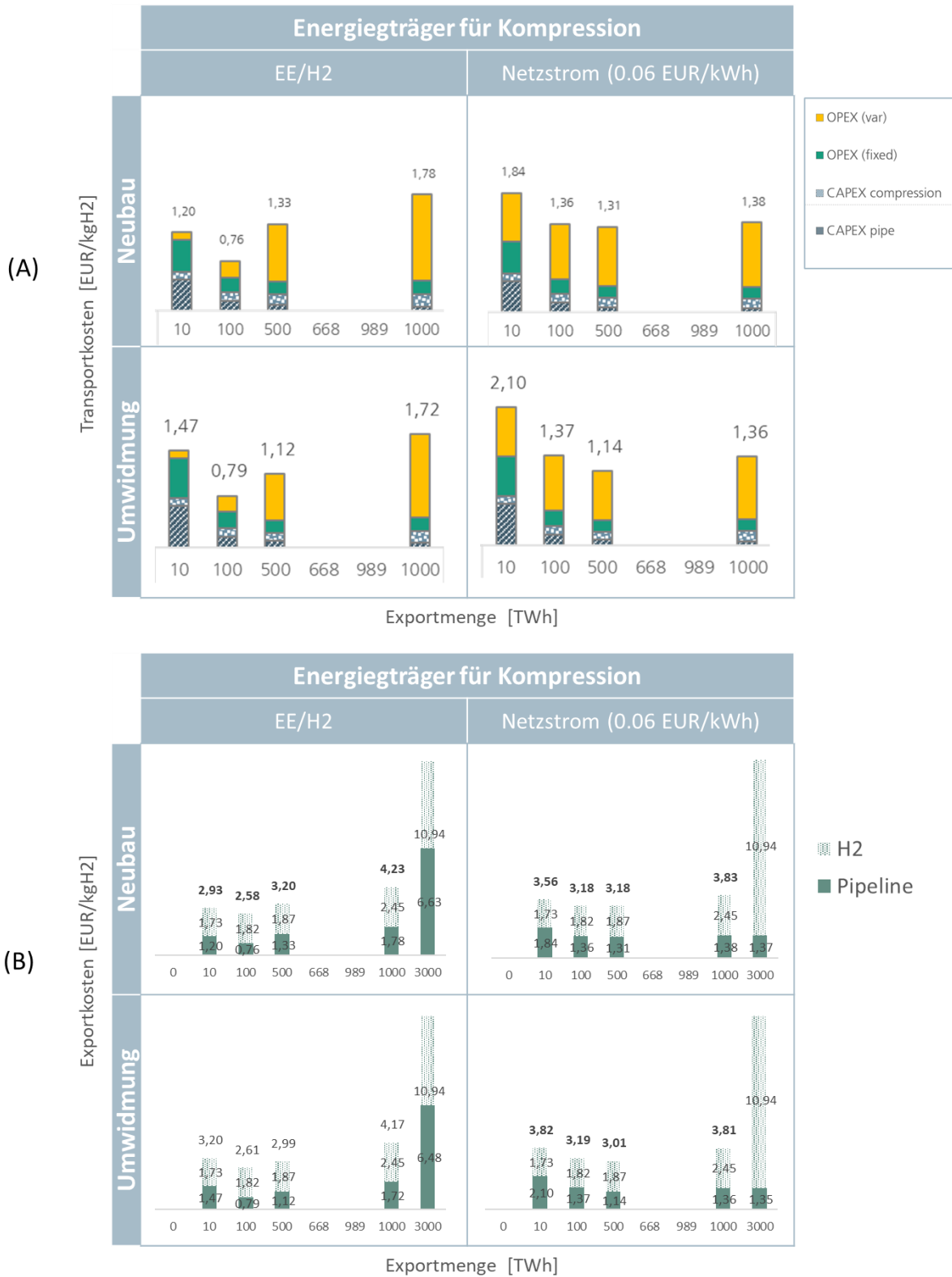
Kosten des Wasserstoffexportes per Pipeline

Im Projekt wurden außerdem die Wasserstoffexportkosten per Pipeline für neu gebaute und umgewidmete Pipelines untersucht. Die Umnutzung bestehender Erdgaspipelines für den H₂-Transport ist nur dann sinnvoll, wenn die Pipelines über die gesamte Route mit einer hohen Auslastung betrieben werden können. Viele existierende Pipelineabschnitte im bestehenden Gastransportnetz weisen jedoch nur geringere Kapazitäten auf. Gegebenenfalls wären für diese Kapazitätsengpässe Zubauten neuer Pipelines notwendig. Aus Kostengesichtspunkten kann daher der Neubau von Pipelines günstiger als die Umnutzung bestehender Pipelines sein. Für den Neubau von Pipelines spricht also, dass diese an die gewünschte Exportmengen angepasst und letztendlich bei höherem Druck oder höherer Auslastung betrieben werden können. Bei hohen pipelinegebundenen H₂-Transportmengen sinken die spezifischen Investitionen für Pipelines und Verdichterstationen. Stattdessen dominieren die Energiekosten für die Zwischenverdichtung). Zwei Möglichkeiten zur Leistungsversorgung der Verdichter wurden untersucht: 1. Nutzung von regionalem EE-Strom im Umfeld der Verdichterstationen in Kombination mit Wasserstoff aus der Pipeline; 2. Bezug von Netzstrom. Im ersten Fall kann es bei sehr hohen Transportkapazitäten dazu

kommen, dass das verfügbare kostengünstige Potential vollkommen ausgeschöpft wird und stattdessen ein Teil des transportierten Wasserstoffs für die Verdichtung bereitgestellt werden muss. Verdichter im bestehenden Erdgas-Fernleitungsnetz werden beispielsweise mit Erdgas angetrieben. Für den zweiten Fall kann bei geringen Strombezugskosten der Bezug von Netzstrom durch die Verdichterstationen einem Anstieg der Transportkosten begrenzt entgegenwirken. Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, steigen die Wasserstoffproduktionskosten (LCOH) mit zunehmenden Exportmengen, während die Transportkosten (LCOT), aufgrund von Auslastungs- und Skaleneffekten, sinken (siehe Abbildung 11). Details zur methodischen Herangehensweise sowie weitere Ergebnisse sind zu finden in (Pieton et al 2024a, Pieton et al. 2024b).

Abbildung 11 Kostenzusammensetzung für den Pipelineexport von Wasserstoff aus Marokko nach Deutschland im Jahr 2050 in Abhängigkeiten von Exportmengen.

(A) Kostenanteile für Transportkosten per Pipeline (LCOT): Beinhalten keine Wasserstoffproduktionskosten. (B) Kostenanteile für Exportkosten per Pipeline: Beinhalten die Transportkosten („Pipeline“/LCOT) sowie die Wasserstoffproduktionskosten („H₂“ / LCOH) im Exportland.



Quelle: Eigene Darstellung

Fazit: Eine hohe Auslastung der Pipeline und günstige grüne Kompressionsenergie sind entscheidend, um die Transportkosten niedrig zu halten. Zudem muss die Umnutzung einer bestehenden Erdgaspipeline nicht unbedingt kostengünstiger sein als der Bau neuer Pipelines.

Ob innerhalb einer wirtschaftlichen Pipelinedistanz der Import nach Deutschland per Pipeline oder Schiff kosteneffizienter ist, kann nicht pauschal beurteilt werden, da das Energiesystem eines Exportlandes beide Exportpfade begünstigen kann und im Einzelfall sorgfältig auf die jeweilige Eignung geprüft werden muss. In Kapitel 2.7 wird eine derartige Analyse durchgeführt, wobei sich die gesetzten Rahmenbedingungen, von denen der technoökonomischen Detailanalyse (in Kapitel 2.3 und 2.4) unterscheiden und entsprechend eingeordnet werden müssen. Abgesehen davon bietet der Import per Schiff für Deutschland das Potenzial für mehr Flexibilität und Diversität, während der Import per Pipeline einerseits strategische Partnerschaften und andererseits Abhängigkeiten mit sich bringt.

Wasserstoffderivate zur direkten Nutzung (LCOPTX)

Unter den ohne Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff bewerteten PtX-Produkten (Levelized Cost of Power-to-X - LCOPTX) für die direkte Nutzung als Kraftstoff oder Basischemikalie ist Ammoniak ein vielversprechender Kandidat. Gegenüber den außerdem betrachteten PtX-Energieträgern Methanol und Fischer-Tropsch-Synthese (FTS)-Produkten erweist sich die Ammoniakwertschöpfungskette je Energieeinheit als kosteneffizienter. Die Prozesse für Produktion, Speicherung und Transport von Ammoniak entsprechen zudem bereits im Großmaßstab dem Stand der Technik. Importe von Ammoniak nach Deutschland könnten zeitnah umgesetzt werden und Ammoniak bietet in seiner Zusatzfunktion als guter Wasserstoffträger (siehe Kapitel zuvor) zusätzliches Potenzial. Der technologische Reifegrad (TRL) von Methanol ist allerdings mit dem von Ammoniak als gleichrangig einzustufen. Für die kohlenstoffbasierten Energieträger Methanol und FTS-Kraftstoffe und unter dem Langfristziel eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufes ist der Zugang zu einer treibhausgasneutralen Kohlenstoff-Quelle notwendig. Zudem sind industrielle Punktquellen nur an einigen der analysierten Standorte und begrenzt verfügbar. Darüber hinaus ist das Potenzial an nachhaltiger Biomasse, als potenzielle weitere Kohlenstoffquelle, ebenfalls für große Exportmengen nicht ausreichend. Daher muss für größere PtX-Produktionsmengen von Methanol und FTS-Produkten in den meisten Fällen CO₂ über Direct Air Capture (DAC) bereitgestellt werden. Dies ist zumindest in naher Zukunft noch mit sehr hohen Kosten verbunden und gegenwärtig noch ein klarer Nachteil kohlenstoffbasierter PtX-Produkte. Bei Ammoniak ist wiederum eine abschließende Bewertung als Kraftstoff erschwert, da bezüglich NH₃-Schlupfs, NO_x- und Lachgasbildung sowie möglichen Leckagen während der technischen Anwendung im Verbrennungsmotor und in der Brennstoffzelle noch eine unzureichende Datenlage besteht (siehe bezüglich der Umwelteffekte einer Ammoniakwirtschaft auch Kapitel 3.6). Der direkte Kostenvergleich von Ammoniak mit Methanol und FTS-Produkten ist aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsfälle dieser Energieträger sowie wegen den genannten zusätzlichen Gesichtspunkten nur eingeschränkt sinnvoll. Die Ergebnisse müssen entsprechend eingeordnet werden, sind aber im Ergebnisfoliensatz der technoökonomischen Bewertung hinterlegt (Pieton et al. 2024b) und können methodisch im Arbeitspapier zur Methodik (Pieton et al. 2024a) recherchiert werden.

2.5 Nur wenige Länder benötigen größere Importmengen

Im Rahmen des Projektes wurden umfangreiche Analysen zur Wasserstoff- und Derivatennachfrage in den Industrieländern durchgeführt, die evtl. einen größeren Importbedarf an Wasserstoff und Derivaten haben könnten. Diesen wurde über eine zeitlich und räumlich hochaufgelöste

Modellierung der erneuerbaren Potenziale und der aggregierten grünen Wasserstoff- und Derivateproduktion die Angebotspotenziale gegenübergestellt. (siehe auch Franke et al. 2024 and Kleinschmitt et al. 2022).

In der Analyse wurden die Importländer auf Basis des Deltas der erneuerbaren Potenziale (Kapitel 2.2) und der prognostizierten Wasserstoffnachfrage für 2050 identifiziert. Die Netto-Importländer zusammen mit den identifizierten Netto-Exportländern sind in der Abbildung 12 dargestellt. Anschließend wurde eine Meta-Analyse der länderspezifischen Literatur durchgeführt, um ein detailliertes Verständnis der Wasserstoffnachfrage sowie der techno-ökonomischen und geopolitischen Wasserstofflandschaft zu erhalten. Außerdem wurden Daten aus den neuesten Wasserstoffatlanten gesammelt und mit günstigen erneuerbaren Potenzialen aus dem HYPAT-Projekt verglichen. (Franke et al. (2024) und Kleinschmitt et al. (2021)). Neben der Metaanalyse wurde im Rahmen von HYPAT eine Wasserstoffpotenzialberechnung auf globaler Ebene durchgeführt. Weitere Informationen sind verfügbar in Mendler et al. (2024).

Die Ergebnisse zeigen, dass es in der EU im Wesentlichen Deutschland, die Niederlande, Belgien sowie Italien sind, die nicht genügend günstig zu erschließende Erneuerbaren-Potenziale haben, um die erwartete hohe H₂-Nachfrage durch inländische Produktion zu decken. Darüber hinaus sind vor allem Japan und Südkorea als künftige Importkandidaten mit hohem H₂-Bedarf zu sehen. In diesen Ländern wird u. a. eine hohe Nachfrage erwartet, weil sie einerseits über einer starken Stahl- und Chemiesektor und andererseits über ambitionierte Treibhausgasreduzierungsziele verfügen.

Die Ergebnisse der Meta-Analyse sind in Tabelle 1 dargestellt, welche die Unterschiede zwischen Wasserstoffnachfrage und -potenzial in verschiedenen ausgewerteten Szenarien zeigt. Zu diesen Szenarien gehören: maximale Nachfrage minus minimales Potenzial, minimale Nachfrage minus maximales Potenzial, Median der Nachfrage minus Median des Potenzials, durchschnittliche Nachfrage minus durchschnittliches Potenzial, maximale Nachfrage minus maximales Potenzial und minimale Nachfrage minus minimales Potenzial. Positive Werte deuten auf einen Bedarf an Energieimporten hin.

Für die europäischen Fälle zeigt die Analyse, dass die meisten Szenarien zu einem Importbedarf führen, mit Ausnahme des Szenarios, bei dem die minimale Nachfrage dem maximalen Potenzial gegenübergestellt wird. Unsere Auswertung der sechs Szenarien zeigt, dass Japan in drei der sechs Fälle auf Energieimporte angewiesen ist, was im Gegensatz zur weit verbreiteten Annahme steht, dass Japan immer ein Energieimporteur sein wird. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass in einigen Szenarien große Offshore-Windkraftanlagen vor der japanischen Küste in Kombination mit einem hohen Einsatz von Kernenergie berücksichtigt wurden, was Japan in diesen Fällen unabhängig von Energieimporten machen könnte. Ebenso weist Südkorea in den gleichen drei Szenarien ein Defizit auf, das von 21 TWh bis 929 TWh reicht. Obwohl anfänglich angenommen wurde, dass Indonesien ein Defizit haben würde, zeigt die Meta-Analyse, dass Indonesien in den meisten Szenarien potenziell zum Exporteur von Wasserstoff werden könnte.

Betrachtet man die Differenz zwischen den in Tabelle 1 dargestellten Fällen unter Defizitbedingungen, so stellt man fest, dass der Wasserstoffbedarf zwischen 168 TWh im Fall von Minimalbedarf und Minimalpotenzial und 4.543 TWh im Fall von Maximalbedarf und Minimalpotenzial liegt. Bei minimaler Nachfrage und maximalem Potenzial verfügen alle Länder über ein ausreichendes Potenzial, um ihren Bedarf zu decken, so dass sich ein Gesamtbedarf von 0 TWh ergibt.

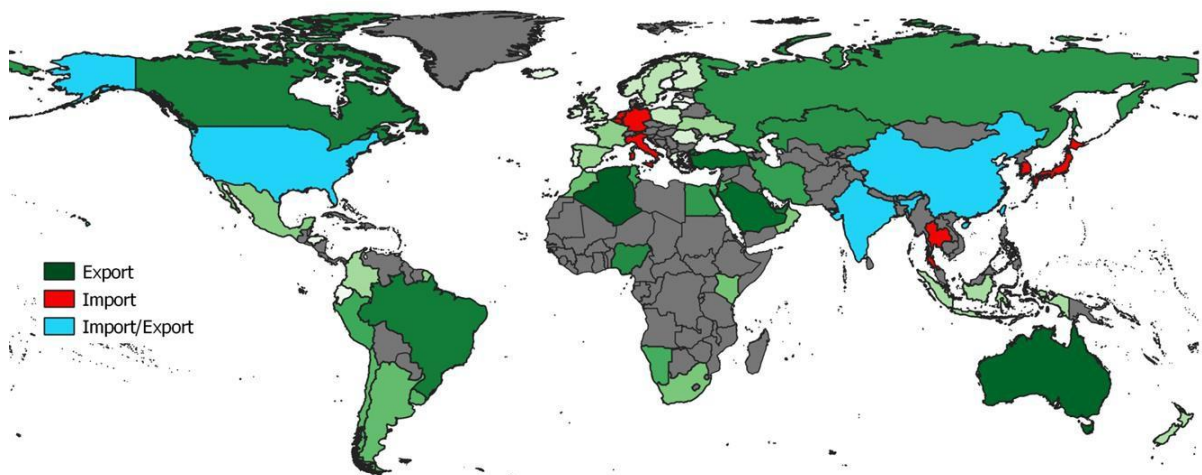
Tabelle 1: Meta-Analyse-Ergebnisse für die ausgewählten Defizitländer zu H₂-Importbedarfen.

D steht für die Wasserstoffnachfrage und P für das Wasserstoffproduktionspotenzial. Max bezeichnet die maximale Nachfrage oder das maximale Potenzial. Min bezeichnet die minimale Nachfrage oder das minimale Potenzial. Med steht für den Median.

2050	Differenz zwischen Nachfrage (D) und Potenzial (P) TWh					
	Max D - Min P	Min D - Max P	Med	Mittelwert	Max D - Max P	Min D - Min P
Deutschland	900	-321	62	126	595	-16
Italien	429	-379	193	98	39	11
Niederlanden	242	-62	111	100	122	58
Belgien	200	-20	125	97	140	40
Österreich	70	-107	29	15	-44	8
Tschechien	72	-91	43	30	-30	11
Japan	1161	-801	-162	-72	341	19
Südkorea	929	-523	-45	-63	385	21
Indonesien	540	-1508	-226	-356	-966	-2
Summe	4.543	0	563	466	1.622	168

In Abbildung 12 wird zum einen ein Überblick zu den identifizierten Ländern gegeben, für die voraussichtlich ein H₂-Import zu erwarten ist. Zum anderen wird aufgezeigt, welche Länder als H₂-Exporteure auftreten könnten. Darüber hinaus könnten einige Länder beide Rollen in einem zukünftigen globalen zukünftigen Wasserstoffmarkt einnehmen. Die gilt insbesondere für die USA, China und Indien welche trotz ausreichender erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale zur Deckung der inländischen H₂-Nachfrage einen Importbedarf haben können.

Abbildung 12: Importbedarf oder Exportpotenzial von Ländern (Export (grün), Import (rot) und Import-/Exportländer unsicher (blau))

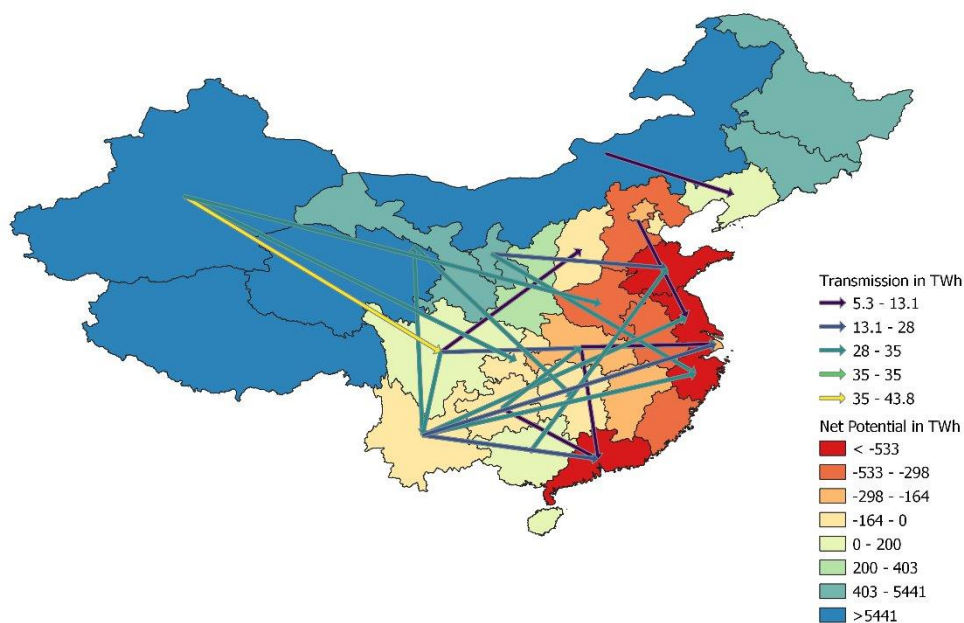


Quelle: Eigene Darstellung

Beispielsweise ist für China der Grund darin zu sehen, dass die EE-Potenziale sich zu großen Teilen im Westen des Landes befinden und damit zum Teil sehr weit weg von den potenziellen Nachfragezentren im Osten des Landes entlang der Küste liegen (siehe Abbildung 13). Um diese mit inländischem Wasserstoff zu versorgen, würden neben der Erschließung der EE-Potenziale entweder relevante Transportkosten für den Wasserstoff in die Küstenregionen oder zum Ausbau

des derzeit nicht ausreichenden Stromnetzes in die EE-Potenzialgebiete anfallen. Die östlichen Provinzen weisen ein Stromdefizit von über 7.000 TWh auf. Günstiger könnte deshalb der H₂-Import sein. Entscheidend wird hier sein, welche Strategie die chinesische Regierung verfolgt. Eine ähnliche, aber nicht so deutliche Situation ergibt sich auch für die USA. Hier ist tendenziell davon auszugehen, dass sie eher Exporteur werden. Ebenfalls offen ist, wie sich Indien diesbezüglich entwickeln wird.

Abbildung 13: Chinas Nettostromnachfrage (Stromnachfrage im Jahr 2050 minus gesamtes erneuerbares Stromerzeugungspotenzial bei Kosten < 100 EUR/MWh) aufgeteilt auf die verschiedenen Provinzen und bestehende sowie geplante Transportnetzkapazitäten für Strom



Quelle: Eigene Darstellung

Diese Ergebnisse decken sich in einigen Aspekten mit den Ergebnissen aus anderen Studien (Shirizadeh, B. et al. 2023, Hydrogen Council, McKinsey & Company 2022, IRENA 2022, iLF et al. 2023). Aber gerade für Indien und China kommen die Studien aus den oben angeführten Gründen teilweise zu abweichenden Aussagen. In dem aktualisierten Bericht von Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022) werden China und Indien als Autarkieländer genannt, da sie über umfangreiche erneuerbare Energien verfügen. Dennoch schließen die Autoren die Möglichkeit eines kurzfristigen Wasserstoffimports aus Ländern mit niedrigeren Produktionskosten wie dem Nahen Osten oder Australien nicht aus.

Die Ergebnisse der HYPAT-Berechnung sind in Mendler et al. (2024) verfügbar.

Aus der Gesamtanalyse folgt, dass auf der Basis der vorliegenden Analyse nur ein kleinerer Teil der erzeugten Wasserstoff- und Derivatemengen wahrscheinlich in den internationalen Handel kommt, wenn man davon ausgeht, dass alle Länder ihre Erzeugungspotenziale auch realisieren können. Eine Reihe an Studien kommt ebenfalls zu dem Schluss, dass der erzeugte Wasserstoff

und seine Derivate überwiegend auf nationalen Märkten eingesetzt werden (siehe IRENA 2022, Shirizadeh et al. 2023 und Hydrogen Council, McKinsey & Company 2022). So werden nach dem Szenario von IRENA (2022) drei Viertel im Inland produziert und verbraucht werden. Dies ist eine erhebliche Veränderung gegenüber dem heutigen Ölmarkt, wo der Großteil (etwa 74 %) international gehandelt wird. Aber es ist ähnlich wie auf dem heutigen Gasmarkt, wo nur 33 % des Gases grenzüberschreitend gehandelt werden (siehe IRENA 2022). Auch nach Shirizadeh et al. (2023) deckt der globale Handel zwischen 2030 und 2050 etwa ein Fünftel des Gesamtbedarfs.

2.6 Die globale Angebotspotenzialkurve zeigt für Deutschland ein großes Potential für Importdiversifizierung

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, liegt das weltweit unter Berücksichtigung jeglicher Restriktionen sowie Nachhaltigkeitskriterien ermittelt Potenzial erneuerbarer Energien um Vielfaches über dem für das Jahr 2050 prognostizierten weltweiten Gesamtendenergiebedarf und ist damit theoretisch auch mehr als ausreichend, um den steigenden Bedarf an grünem Wasserstoff und dessen Derivaten zu decken. Überdies ist das Potenzial zur kostengünstigen Strom- und Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien gleichmäßig über die Welt und zudem auf zahlreiche Länder verteilt, woraus prinzipiell sehr gute Voraussetzungen zur Entwicklung diversifizierter H₂-Produktions- und H₂-Lieferketten resultieren.

Gleichzeitig zeigen die in den Kapiteln 2.2, 2.3 und 2.4 vorgestellten Analyseergebnisse, dass sowohl die Produktion des grünen Wasserstoffs als auch dessen Zwischenspeicherung, Umwandlung in Derivate und Transport per Pipeline und/oder Schiff durch viele geographische, technische, ökonomische und soziologische Rahmenbedingungen und Optimierungsprobleme beeinflusst werden.

Um die große Bandbreite der zukünftigen Kosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) möglicher Wasserstoffimporte nach Deutschland aufzuzeigen und die verschiedenen Optionen zur Diversifizierung der Wasserstofflieferbeziehungen zu veranschaulichen, wurde im Rahmen von HyPat eine globale Angebotspotenzialkurve für grünen Wasserstoff erarbeitet.

Diese Angebotspotenzialkurve zeigt nach dem Merit-Order-Prinzip (Grenzkosten), wieviel Wasserstoff im Jahr 2050 zu welchen Kosten theoretisch nach Deutschland importiert werden könnte⁴. Hergeleitet wird die Angebotspotenzialkurve wie folgt:

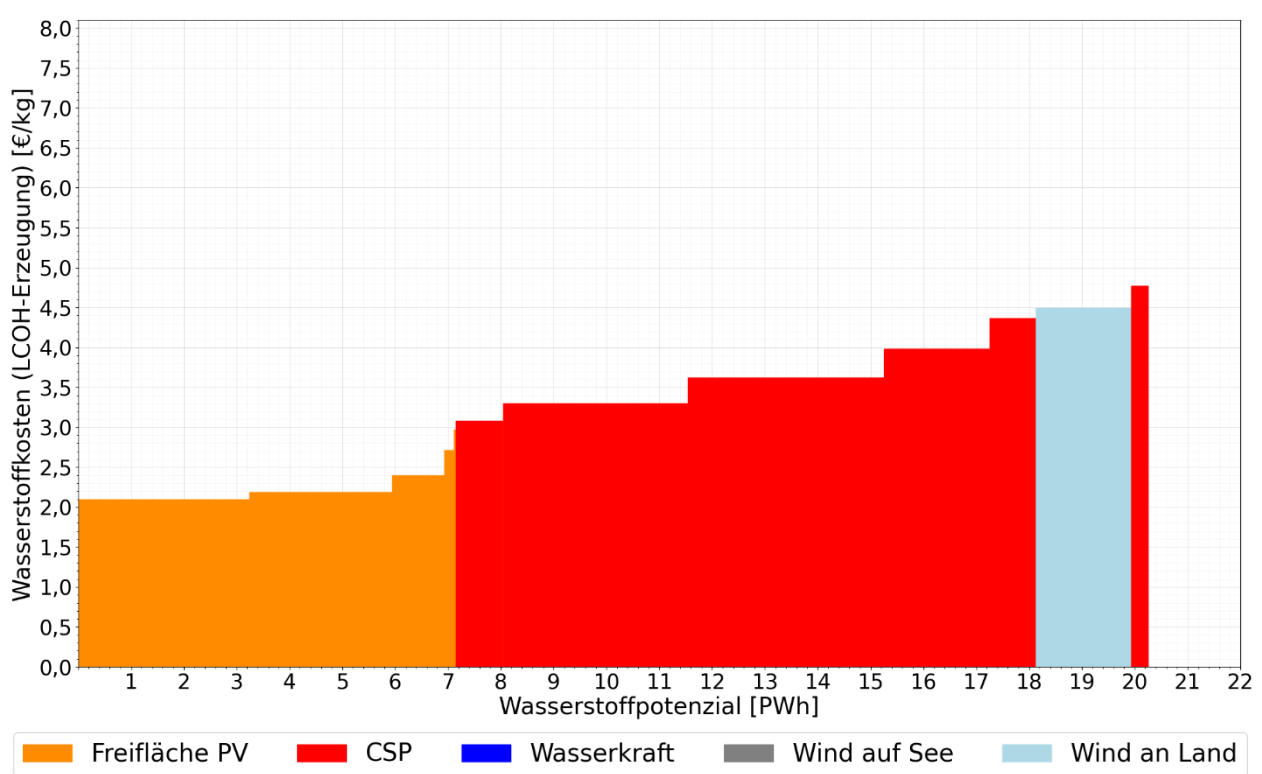
Basierend auf den Potenzialanalysen des Renewable Potential Calculator 2.0 des Enertile-Modells und der Prognosen des Endenergie- und Primärenergieverbrauchs für alle 193 Staaten der Erde (siehe Kapitel 2.2) sowie der multikriteriellen Länderanalysen in Breitschopf et al. 2022 werden jene 48 Länder mit den höchsten erneuerbare Energiepotenzialen zur Darstellung in der globalen Angebotspotenzialkurve ausgewählt. In der multikriteriellen Analyse wurden verschiedene Indikatoren gesammelt, die für die Produktion von nachhaltigem Wasserstoff wesentlich sind, wie z. B. erneuerbare Potenziale, Wasserressourcen, installierte erneuerbare Kapazitäten, verfügbare Energieinfrastruktur und verschiedene wirtschaftliche Faktoren, wie WACC etc. Dabei werden nur Potenziale mit LCOE (Levelized Cost of Energy) von maximal 100 EUR/MWh betrachtet. Zusammen weisen diese 48 Länder ein erneuerbares Stromerzeugungspotenzial von 890 PWh auf, was mehr als dem Neunfachen des für 2050 auf Basis IEA-Szenarien prognostizierten

⁴ Die Analyse basiert auf der Annahme, dass der dafür notwendige Ausbau der Produktionskapazitäten und Infrastrukturen bis 2050 erfolgt ist, berücksichtigt jedoch keine Einflüsse des zu erwartenden, internationalen Wettbewerbs auf verfügbare Wasserstoffmengen und die Marktpreisbildung.

Endenergiebedarfs sowie einem Anteil von rund 57 % des gesamten, weltweiten Potenzials in diesem LCOE-Segment entspricht (IEA 2023c). Das Exportpotenzial eines Landes ist dabei jene erneuerbare Energiemenge, welche den für das Jahr 2050 prognostizierten Primärenergiebedarf übersteigt und damit grundsätzlich für die exportorientierte Wasserstoffproduktion zur Verfügung stünde. Diese Annahme steht im Einklang mit dem Ziel der nationalen Wasserstoffstrategie (Bundesregierung (2024)), wonach eventuelle Wasserstoffimporte nach Deutschland möglichst nicht die Deckung und Dekarbonisierung des heimischen Energiebedarfs potenzieller Exportländer erschweren oder verteuern sollen.

Mithilfe der in Mendler et al. (2024) entwickelten Methodik zur vereinfachten Kalkulation der LCOH auf Basis der in Enertile kalkulierten länder- und regionenspezifischen Volllaststunden und LCOE der weltweiten erneuerbaren Energiepotenziale können so für jedes einzelne Land individuelle Merit-Order-Kurven der für den Export verfügbaren, unterschiedlich großen und unterschiedlich teuren Wasserstoffproduktionspotenziale erstellt werden (siehe Abbildung 14 für Brasilien).

Abbildung 14: Nach Deckung des Primärenergiebedarfs noch verfügbare Wasserstofferzeugungspotenziale und -kosten (LCOH) von Brasilien im Jahr 2050 (moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh)



Quelle: Eigene Darstellung

Zusätzlich zu den Wasserstoffproduktionskosten (LCOH) werden im nächsten Schritt jeweils auch der mit dem Wasserstofftransport verbundenen Kostenanteil (Levelized Cost of Transport, LCOT) und der mit der Zwischenspeicherung und Umwandlung in Wasserstoffderivate verbundenen Kostenanteil separat in der Angebotspotenzialkurve ausgewiesen.

Da von den 48 ausgewählten Ländern im Rahmen von HYPAT nur acht Länder mit der Toolbox *H₂ProSim* im Detail analysiert wurden (siehe Kapitel 2.4), bilden jene Detailanalysen die Grundlage zur vereinfachten Berechnung der Transport- und der im Falle des Schiffstransport entstehenden

sonstigen Kapital- und Betriebskosten für die Prozesse zur Wasserstoffspeicherung und Umwandlung.

Die Abschätzung der Kosten des Wasserstofftransports per Pipeline basiert auf folgenden Berechnungen: Mithilfe der in Weißenburger et al. (2024) für das Marktmodell HyPriM entwickelten Methodik zur Pipelineroutenoptimierung werden verschiedene Pipelinerouten durch umfassende GIS- und Kostenanalysen ermittelt. Dies umfasst sowohl den nationalen Transport (von potenziellen Wasserstoffelektrolyse-Standorten zu bestehenden oder zukünftigen Exportterminals) als auch den internationalen Pipelinetransport aus Ländern, für die eine potenzielle H₂-Pipeline-Anbindung an Deutschland theoretisch vorstellbar wäre. werden sowohl für den inländischen Transport (von den potenziellen Standorten der Wasserstoffelektrolyse bis zu bestehenden oder künftigen Exportterminals) als auch für den internationalen Pipelinetransport aus Ländern, für die eine potenzielle H₂-Pipeline-Anbindung an Deutschland theoretisch vorstellbar wäre, verschiedene optimale Pipelinerouten ermittelt. Aufgrund der Vielzahl möglicher, über das Land verteilter Elektrolysestandorte werden dabei jeweils das geographische Zentrum der Länder als Startpunkt der Pipelinerouten gewählt und die über alle möglichen Routen gewichtete, durchschnittliche Pipelinelänge berechnet. Der internationale Pipelinetransport von Wasserstoff wurde für diese Analyse auf 5.000 km begrenzt. Nach dem unter Wietschel et al. (2021) beschriebenen technisch-wirtschaftlichen Vergleich ist der Pipelinetransport nur bis zu dieser Obergrenze wirtschaftlich attraktiv, alles darüber hinaus wird als Schiffstransport betrachtet.

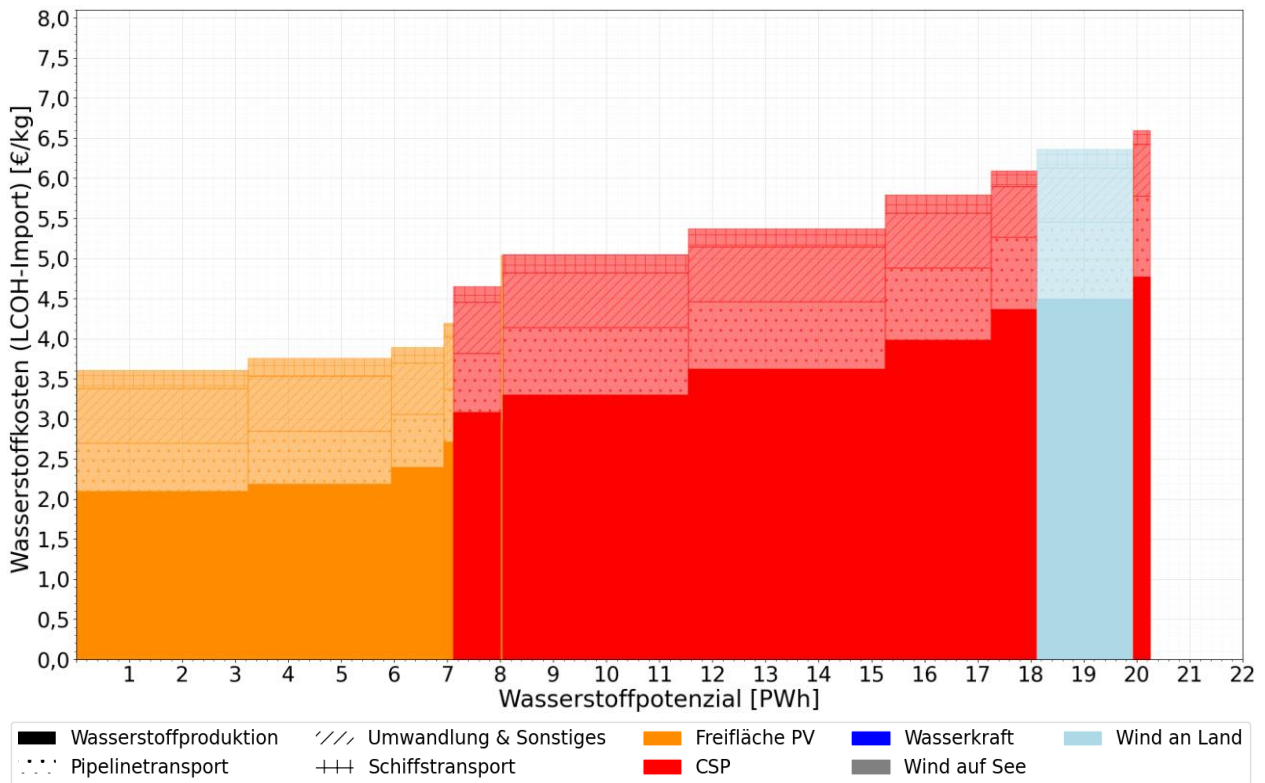
Unter Anwendung der länderspezifischen WACC und unter der Annahme, dass die Verdichterstationen der Pipelines mit lokal erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energien zu LCOE von 30 bis 100 Euro/MWh (= Obergrenze der berücksichtigten EE-Potenziale) betrieben werden, werden die entfernungsabhängigen Kapital- und Betriebskosten des Pipelinetransports im HyTra-Tool für unterschiedliche Transportmengenstufen (2030: 1 bis 200 TWh/a, 2050: 10 bis 1.000 TWh/a)⁵ berechnet und dann zu den bereits ermittelten LCOH der verschiedenen Wasserstoffangebotspotenziale der ausgewählten Länder hinzuaddiert.

Die Kosten des Schiffstransport resultieren einerseits aus der Errichtung und dem Betrieb der für die Wasserstoffumwandlungsprozesse nötigen Industrie- und Hafenanlagen und andererseits aus dem Investitionsbedarf für die erforderlichen Tankschiffe und deren Einsatz. Dabei zeigen die in den Kapiteln 2.2 und 2.4 beschriebenen Detailmodellierungen, dass die länderspezifischen WACC bei ansonsten ähnlichen Annahmen für spezifische Investitions- und Betriebskosten neben den Skaleneffekten den größten Einfluss auf die LCOT des Schiffstransports haben.

Am Beispiel der Potenzialanalysen für Brasilien zeigt sich dabei, dass der Aufwand für den inländischen und internationalen Transport (Pipeline und Schiff), die Speicherung und die Umwandlungsprozesse die Kosten des Imports von brasilianischem, grünen Wasserstoff nach Deutschland nochmal um rund ein Drittel erhöhen (siehe Abbildung 15).

⁵ Hierbei sind die Obergrenzen für Exportpotentiale nach maximalen EE-Potenzialen länderspezifisch gesetzt. Für mehr Infos siehe Methodikpapier zur techno-ökonomischen Bewertung (Pieton et al 2024a).

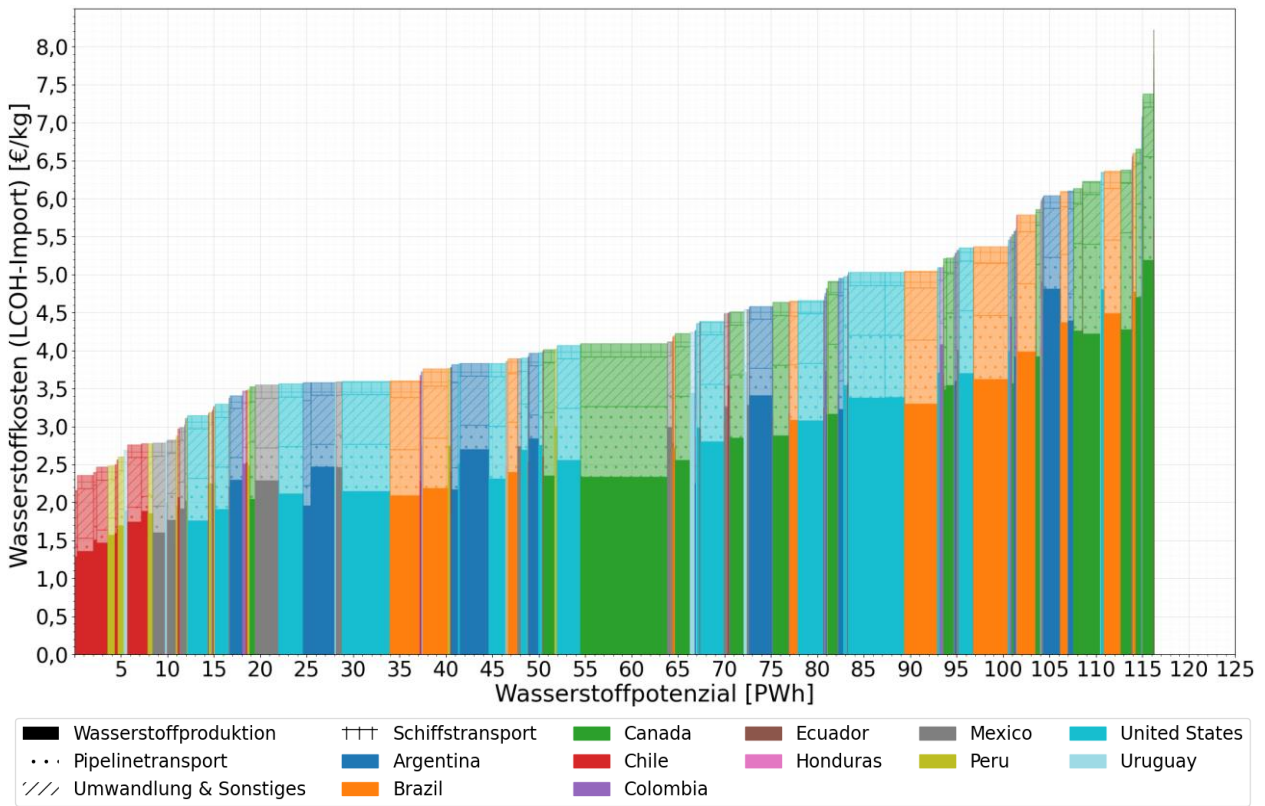
Abbildung 15: Wasserstoffimportpotenzial und -kosten (LCOH) von Brasilien für das Jahr 2050 bei Umwandlung in NH₃ für den Schiffstransport und mit Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland (moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh)



Quelle: Eigene Darstellung

Die aus der Detailanalyse gewonnenen Erkenntnisse und Daten fließen in die Ermittlung der Kosten des Schiffstransports mittels LH₂, Ammoniak (NH₃) oder LOHC von den potenziellen Exportterminals der für die globale Angebotspotenzialkurve ausgewählten Wasserstoffproduktionsländer bis nach Deutschland ein. Weitere vorhandene, jedoch weniger relevante Kostenfaktoren, wie beispielsweise die geographischen Bedingungen in den Exportländern (insb. geologische Verhältnisse und Wasserverfügbarkeit), werden in der Berechnung der LCOH für die globale Angebotspotenzialkurve hingegen aus Gründen der Vereinfachung nicht berücksichtigt. Abbildung 16 zeigt die Analyseergebnisse für die betrachteten Staaten Nord- und Südamerikas am Beispiel der Ammoniak-Route, welche für den Schiffstransport in Kapitel 2.4 als kosteneffizienteste Option beschrieben wird.

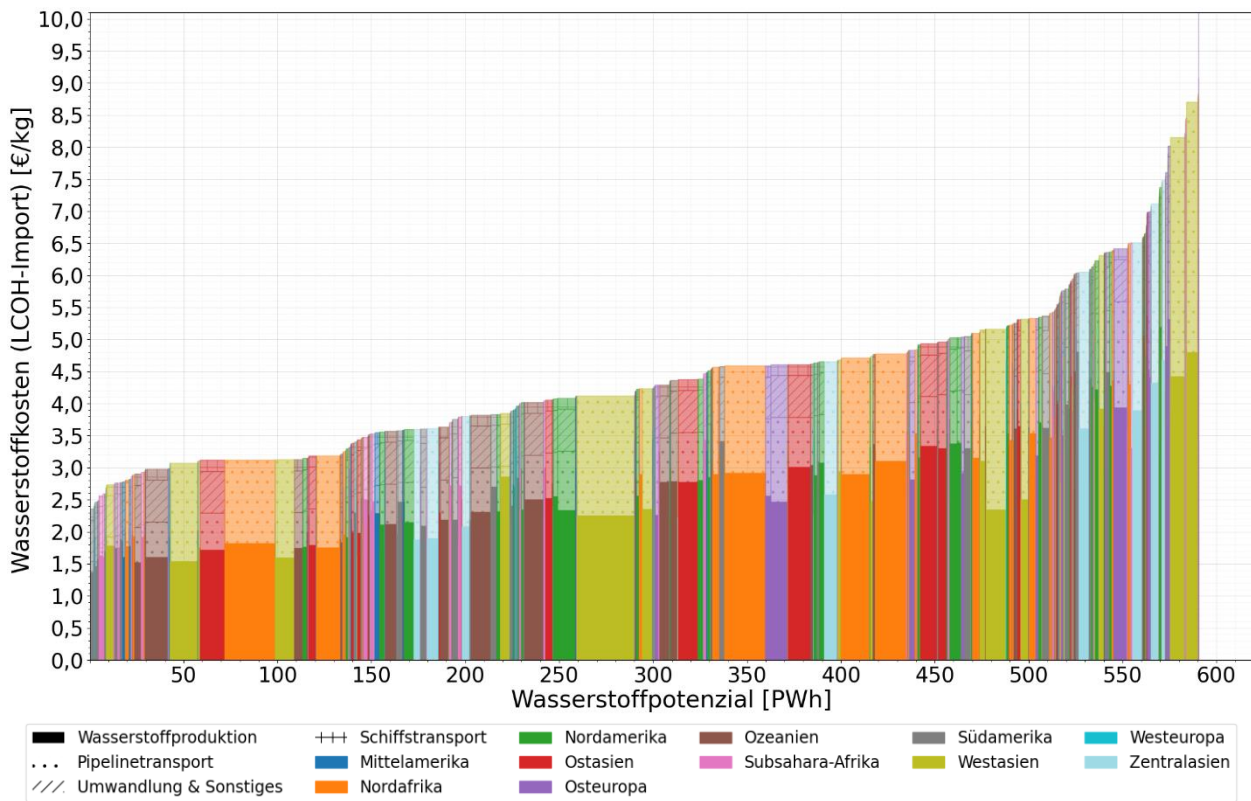
Abbildung 16: Angebotspotenzialkurve für ausgewählte Staaten Nord- und Südamerikas für das Jahr 2050 (Schiffstransport mit NH₃-Route inkl. Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland; moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh)



Quelle: Eigene Darstellung

Die globale Angebotspotenzialkurve für grünen Wasserstoff aus der Perspektive Deutschlands als Importeur ist mit ihren wichtigsten Kostenbestandteilen in Abbildung 17 dargestellt. In Anlehnung an Pieton et al. (2023) basiert die Berechnung der in der globalen Angebotspotenzialkurve ausgewiesenen Transportkosten auf der Prämisse, dass bei einer Entfernung von bis zu 5.000 km sowohl Schiffs- als auch Pipelineverbindungen für den internationalen Transport infrage kommen (dargestellt wird die Variante mit geringeren LCOT) und oberhalb von 5.000 km nur noch Schiffstransporte. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in Abbildung 17 nicht alle 48 ausgewählten Länder einzeln ausgewiesen, sondern zusammengefasst nach Weltregionen.

Abbildung 17: Globale Potenzialkurve für das Wasserstoffangebot für 48 ausgewählte Staaten der Erde für das Jahr 2050 (H₂ Pipelinetransport oder Schiffstransport mit NH₃-Route inkl. Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland; moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh



Quelle: Eigene Darstellung

Die in Abbildung 17 dargestellten Analyseergebnisse zeigen anschaulich, dass das weltweite Potenzial für Wasserstoffexporte die für 2050 prognostizierte Wasserstoffnachfrage um ein Vielfaches übersteigt. Da hier zudem nur Länder berücksichtigt sind, deren gesamtes erneuerbares Stromerzeugungspotenzial ihren für das Jahr 2050 prognostizierten Primärenergiebedarf übersteigt und letzterer inkl. inländischer H₂-Nachfrage damit bereits gedeckt ist⁶, steht dem ausgewiesenen Wasserstoffangebotspotenzial im Wesentlichen nur noch die H₂-Nachfrage jener Länder gegenüber, welche auch in Zukunft auf Wasserstoffimporte angewiesen sein werden. Allein im Kostenbereich von rund 2,5 – 3,0 EUR/kg umfasst die globale Angebotspotenzialkurve für grünen Wasserstoff an der deutschen Grenze im Jahr 2050 ein Importpotenzial von knapp 50 PWh/Jahr. Dies ist deutlich mehr als die maximal ermittelte Importnachfrage für die in Kapitel 2.5 betrachteten Importländer zusammen. Im Bereich von 3,0 – 4,0 EUR/kg können weitere rund 200 PWh/Jahr an Wasserstoffimportpotenzialen aus zahlreichen Weltregionen und Ländern erschlossen werden. Die geringe Differenz der Wasserstoffimportkosten zwischen den Regionen ist dabei ein Indiz dafür, wie wettbewerbsorientiert der zukünftige Wasserstoffmarkt sein kann.

⁶ Von dem für jedes Land ermittelten Wasserstoffproduktionspotenzial werden die günstigsten Mengen zur Deckung des eigenen Bedarfs verwendet, stehen also nicht für den Export zur Verfügung und sind daher in der Wasserstoffangebotspotenzialkurve nicht enthalten (Prinzip: „Nationale Energiewende first“).

Die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette beim Import von grünem Wasserstoff nach Deutschland verdeutlicht darüber hinaus, dass der Einfluss der Transport- und Umwandlungsprozesse auf die Gesamtkosten (LCOH) je nach Entfernung beträchtlich ist. Länder mit höheren Wasserstoffherstellungskosten aber geringen WACC und kleinen Transportdistanzen können damit zukünftig mindestens genauso wichtige Partnerländer für Deutschland werden wie Länder mit sehr niedrigen Herstellungskosten, die aber dafür höhere WACC aufweisen und/oder deutlich weiter entfernt sind. Die Analyseergebnisse zeigen damit die Vielfalt der Optionen zur langfristigen Diversifizierung der Wasserstoffimporte Deutschlands und geben eine Indikation zum vorausschauenden Aufbau der dafür erforderlichen Infrastrukturen und Handelsbeziehungen zwischen potenziellen Export- und Importländern für grünen Wasserstoff.

2.7 Die Großhandelspreise in Deutschland für Wasserstoff werden auch langfristig vergleichsweise hoch sein.

Die vorangehenden Kapitel haben gezeigt, dass die potenziell hohe globale Wasserstoffnachfrage durch das im ausreichenden Maße verfügbare – vergleichsweise günstige – weltweite Angebotspotential an Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Weiterhin wurde für die betrachteten Fokusbänder aufgezeigt, wie dieser Wasserstoff aus vorteilhafter techno-ökonomischer Sicht nach Deutschland transportiert werden kann. In diesem Kapitel werden das Angebot, die Nachfrage und der Transport von grünem Wasserstoff marktseitig betrachtet. Hierfür wird ein möglicher zukünftiger Wasserstoffmarkt für Europa und die MENA-Region untersucht, wobei besonders die Unterscheidung von Wasserstoffbereitstellungskosten, welche die Kosten für Erzeugung und eventuell notwendigen Transport ins Zielland beinhalten, und den dort daraus entstehenden Marktpreisen betrachtet wird. Ergänzend wird die langfristige Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage in Deutschland näher untersucht.

Für die Marktanalyse wurde das Wasserstoffmarktmodell HyPriM⁷ verwendet. Das Modell analysiert mögliche Handelsströme und Marktpreise. Marktpreise werden auf der Basis von Grenzkosten auf Vollkostenbasis erhoben und unterstellen damit die Entstehung eines vollkommenen Marktes, der sich aber erst in einigen Jahren einstellen wird (siehe Wietschel et al. 2022a). Vollkosten werden gewählt, weil die operativen Grenzkosten bei einem erst im Aufbau befindlichen Markt, der zudem durch niedrige Grenzkosten geprägt ist, keinen Anreiz für einen Marktaufbau bieten werden. Die Erhebung der Grenzkosten erfolgt auf der Basis eines Energiesystemmodells zur Minimierung der Gesamtsystemkosten bei vorgegebener zu deckender Nachfrage, welches sich auf das Wasserstoffsystem fokussiert. Das Modell wurde mit einer länderspezifischen Auflösung auf 55 Länder in Europa, Nordafrika und Südwestasien für den Zeitraum von 2030 bis 2050 entwickelt. Dabei beschränken sich die später dargestellten Ergebnisse nur auf die EU und Anrainerstaaten.

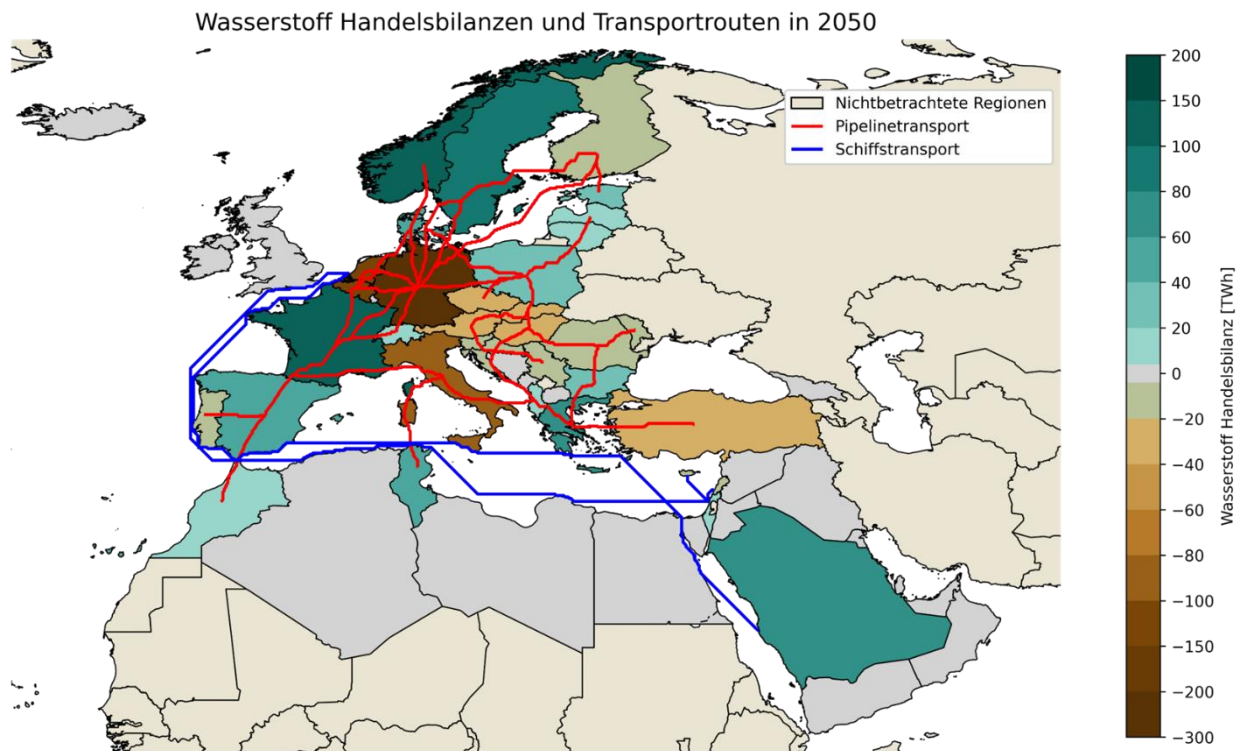
Es wird davon ausgegangen, dass die Länder zuerst die günstigen heimischen erneuerbaren Stromerzeugungsmöglichkeiten im Land selbst einsetzen. Die nach Deckung der nationalen Stromnachfrage verbleibenden EE-Potenziale (basierend auf Franke et al. 2024 & Mendler et al. 2024b) werden zu länderspezifischen Wasserstoffangebotspotentialkurven zusammengefasst für einen möglichen Export. Diesen werden preisunelastische länderspezifische Wasserstoffnachfragen unter Berücksichtigung verschiedener Transportoptionen gegenübergestellt. Die Vorgehensweise baut auf den Erkenntnissen aus den vorangegangenen HYPAT-Arbeiten auf und orientiert sich insbesondere an den Modellierungsarbeiten der

⁷ Mehr Informationen zu HyPriM (Hydrogen Price Model) unter www.hyprim.eu

Fokusexportländer. Aufgrund des erweiterten räumlichen Umfangs wurden die Auflösung verringert und zusätzliche Vereinfachungen getroffen. Detaillierte Informationen zur Methodik und den zugrunde liegenden Szenarioannahmen werden in (Weißburger et al. 2024) näher beschrieben. Für die Analyse der preiselastischen Wasserstoffnachfrage Deutschlands werden existierende Energiesystem- und Nachfragemodelle auf einer einheitlichen Datengrundlage verwendet, um die Wasserstoffnachfrage bei einer Bandbreite von möglichen vorher definierten Wasserstoffgroßhandelspreisen zu berechnen und untersuchen. Weitere Einzelheiten zur Methodik finden sich in (Weißburger et al. 2024b).

Die Ergebnisse für den Wasserstoffmarkt werden im Folgenden dargestellt. In der EU kann sich ein (über-)regionaler Wasserstoffmarkt entwickeln. Bei einer Wasserstoffnachfrage von 1.608 TWh im Jahre 2050, die aus einem ambitionierten Klimaschutzszenario von (Fleiter et al. 2024) stammt, wird etwa 50 % der europäischen Nachfrage innerhalb der Länder selbst gedeckt. Der verbleibende Anteil wird international gehandelt, wobei 84 % davon innerhalb Europas erzeugt werden und nur 16 % aus anderen Regionen importiert werden. Siehe Abbildung 18.

Abbildung 18: Wasserstoffhandelsströme in der EU und Anrainerstaaten im Jahr 2050 bei einer Realisierung des Hydrogen Backbone zu Neubaukosten



Quelle: Eigene Darstellung

Insbesondere Deutschland (-285 TWh), die Niederlande (-125 TWh), Belgien (-109 TWh) und Italien (-93 TWh) weisen negative Exportbilanzen für grünen Wasserstoff auf. Demgegenüber haben Frankreich (+144 TWh), Norwegen (+127 TWh), Schweden (+82 TWh) und Griechenland (+69 TWh) die größten Exportüberschüsse innerhalb Europas.

Aus der MENA-Region wird Wasserstoff über Pipelines von Marokko nach Spanien und von Tunesien nach Italien importiert. Die geplanten Infrastrukturen des European Hydrogen Backbone (EHB) (siehe European Hydrogen Backbone Initiative 2022), die als realisiert unterstellt werden, werden jedoch nicht zusätzlich erweitert, da Länder wie Spanien, Portugal und Frankreich hinsichtlich der Bereitstellungskosten mit dem Wasserstoff aus Marokko und Tunesien

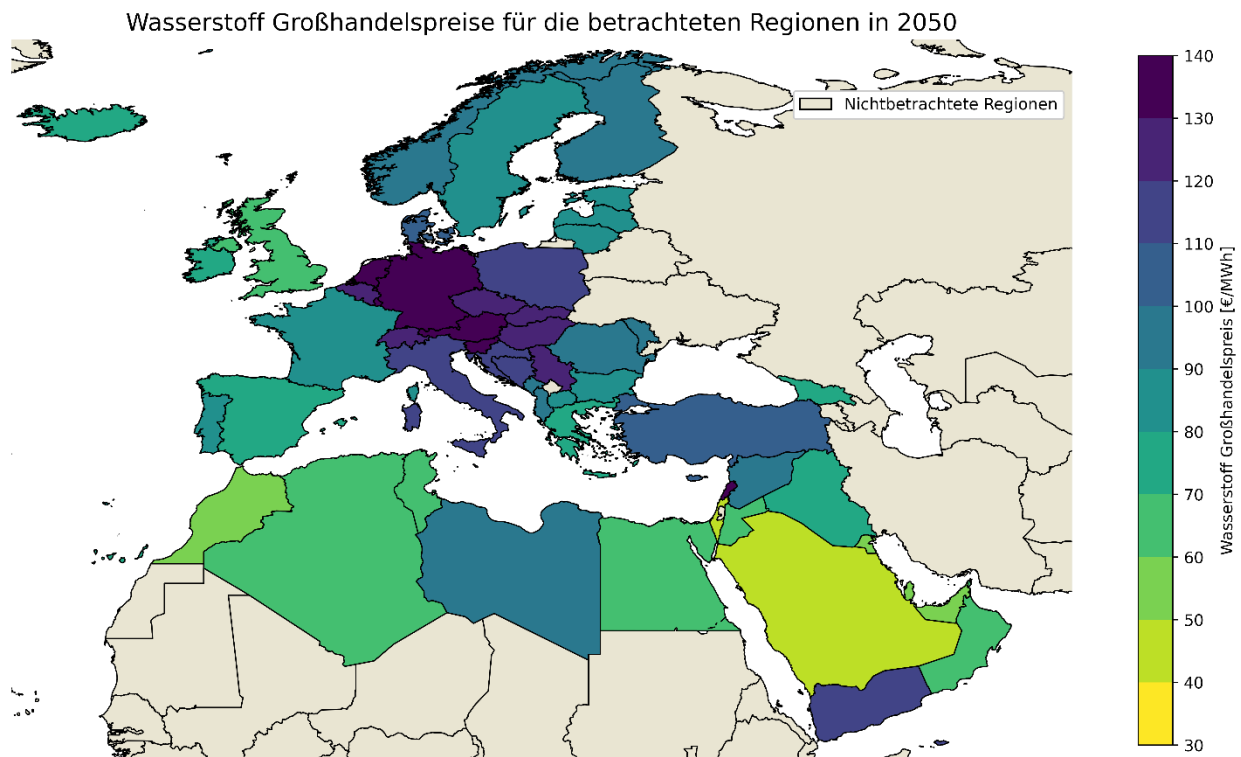
konkurrieren können. Falls der EHB nicht umgesetzt wird, gibt es bei der angenommenen H₂-Nachfrage keine Notwendigkeit für eine Pipeline in die MENA-Region. Eine Anbindung ist nur bei einer höheren H₂-Nachfrage erforderlich.

Schiffsimporte stellen eine flexible und ökonomisch sinnvolle Ergänzung des Transports via Pipeline dar, und kommen insbesondere bei hohen Transportdistanzen zum Tragen. Bei der durchgeführten Marktanalyse tragen Schiffsimporte langfristig zur Flexibilisierung des Angebots in den Importländern bei. Im Jahr 2050 zeigen die Modellergebnisse nennenswerte Wasserstoffflüsse per Schiff aus Saudi-Arabien in die Niederlande, mit einem Volumen von 49 TWh pro Jahr (siehe Abbildung 18). Die Vor- und Nachteile des Schiffstransports werden detaillierter für den Transport aus ausgewählten Fokusländern im Kapitel 2.3 und 2.4 diskutiert.

Deutschland bezieht Wasserstoff aus verschiedenen Regionen, wobei Frankreich (23 %), Schweden (20 %) und Norwegen (19 %) die Hauptlieferanten sind. Nur 9 % der Wasserstoffnachfrage werden direkt in Deutschland produziert und weniger als 1 % kommt aus der MENA-Region (Marokko).

Die ermittelten Großhandelspreise, welche hier den Grenzkosten auf Vollkostenbasis (Wietschel et al. 2021) entsprechen, beinhalten keine inländischen Verteilnetzkosten und variieren stark zwischen den Regionen. In Europa liegen sie 2050 zwischen 70 EUR/MWh in Großbritannien und 139 EUR/MWh in den Niederlanden (siehe Abbildung 19). Netto-Exportländer wie Spanien und Großbritannien profitieren von niedrigeren Preisen, während in Zentraleuropa höhere Preise zu beobachten sind.

Abbildung 19: Wasserstoffpreise in der EU und Anrainerstaaten im Jahr 2050 bei einer Realisierung des Hydrogen Backbone zu Neubaukosten



Quelle: Eigene Darstellung

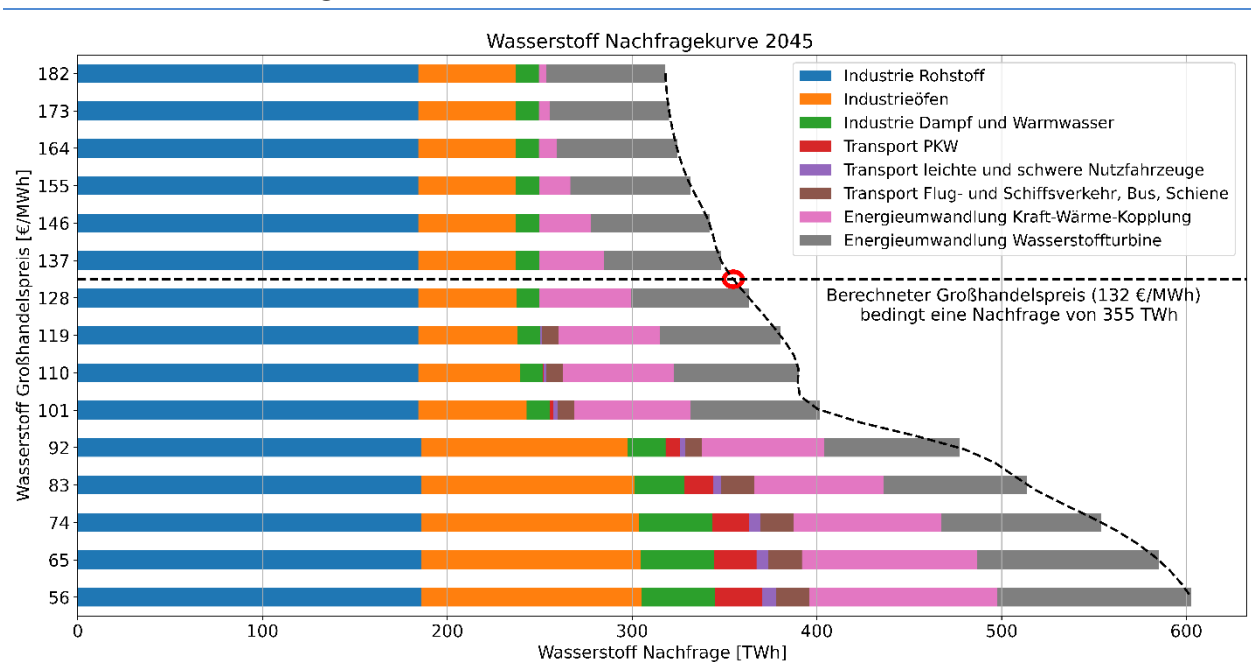
Interessant wird es, wenn die Großhandelspreise, mit den durchschnittlichen Bereitstellungskosten innerhalb der Länder verglichen werden, welche üblicherweise in

vergleichbaren Studien ausgewiesen werden. In Deutschland, dessen Wasserstoffmix aus 13 verschiedenen Ländern stammt (mit nur 9 % heimischer Produktion), betragen die durchschnittlichen Bereitstellungskosten des Wasserstoffs im Jahr 2050 97 EUR/MWh, wobei 16 EUR/MWh auf den Transport nach Deutschland entfallen. Der Großhandelspreis beträgt hingegen 132 EUR/MWh und ist damit 36 EUR/MWh höher.

Besonders in Netto-Exportländern wie Spanien und Großbritannien, bei denen die günstigen EE-Potentiale nicht vollständig ausgeschöpft werden, ist diese Abweichung deutlich geringer. In Spanien, dessen Wasserstoffmix zu 89 % aus inländischer Erzeugung stammt, liegt der Großhandelspreis mit 74 EUR/MWh lediglich 9 EUR/MWh über den durchschnittlichen Bereitstellungskosten von 65 EUR/MWh.

Im Rahmen der Studie wird auch die langfristige Preissensitivität der Wasserstoffnachfrage in Deutschland detaillierter analysiert. Ein zentrales Ergebnis ist, dass die Wasserstoffnachfrage in allen Sektoren abhängig vom Preis ist. Die Elastizität ist jedoch in den einzelnen Sektoren unterschiedlich stark ausgeprägt (siehe Abbildung 20). Vor allem die Industrie (bei Annahme von Nichtabwanderung) und der Umwandlungssektor zeigen auch bei den höchsten untersuchten Preisen noch eine Grundnachfrage nach Wasserstoff. Bei stark fallenden Preisen nimmt diese Nachfrage zu. Der direkte Bedarf des Verkehrssektors an Wasserstoff ist eher gering. Er besitzt keine Grundnachfrage bei hohen Preisen. Eine Nachfrage eher geringen Ausmaßes stellt sich ein, wenn der Preis unter 119 EUR/MWh fällt. Diese Analyse macht jedoch keine Aussagen zu synthetischen Treibstoffen, welche auch wasserstoffbasiert sein können.

Abbildung 20: Preisabhängige Wasserstoffnachfrage in Deutschland 2045 beim Ziel Treibhausgasneutralität)



Quelle: Eigene Darstellung

Werden beide Analysen kombiniert, hat Deutschland bei dem errechneten Großhandelspreis von 132 EUR/MWh eine Wasserstoffnachfrage von etwa 355 TWh. Die größte Abnehmergruppe ist hierbei die Industrie, wobei der Hauptbedarf aus der stofflichen H₂-Nutzung und dem H₂-Einsatz in Industrieöfen resultiert. Der Umwandlungssektor konzentriert sich bei diesem Großhandelspreis vorwiegend auf Kraftwerke zur Spitzenlastdeckung, während im Transportsektor keine direkte Wasserstoffnachfrage besteht.

Als Fazit lässt sich festhalten, dass die vorliegenden Analysen die Chancen und Herausforderungen einer zukünftigen Versorgung mit grünem Wasserstoff in der EU verdeutlichen. Der große Unterschied von Bereitstellungskosten und Großhandelspreisen besonders in importabhängigen Ländern wie Deutschland macht deutlich: Die Betrachtung der Preisbildung ist unerlässlich, um die Wettbewerbsfähigkeit in diesem Markt und mögliche Auswirkungen abzuschätzen. Trotz der ausreichenden innereuropäischen EE-Potenziale zur Eigendeckung der H₂-Nachfrage wird bei Umsetzung der Backbone-Anbindungen die MENA-Region eine ergänzende Rolle bei der Versorgung Europas mit grünem Wasserstoff spielen und kann damit zur Diversifizierung der Marktteilnehmer führen. Dies ist auch aus Gründen der Risikoabsicherung positiv zu sehen. Zusätzlich stellen Schiffsimporte aus weiter entfernten Regionen mit niedrigen H₂-Erzeugungskosten, wie bspw. Saudi-Arabien, eine flexible und wirtschaftlich sinnvolle Ergänzung der europäischen Energieversorgung dar. Stakeholder sollten sich bewusst sein, dass die Preise in stark importabhängigen Ländern wie Deutschland voraussichtlich höher ausfallen werden als die bislang oft ausgewiesenen reinen Bereitstellungskosten. Sie liegen in der EU neben den Niederlanden an der Spitze, was Fragen der Wettbewerbsfähigkeit von Produkten auf Wasserstoffbasis in Deutschland nach sich zieht. Weiterhin zeigen die Analysen, dass sich bei diesen Großhandelspreisen Wasserstoff sehr wahrscheinlich nur bei Anwendungen durchsetzen können wird, bei denen es an anderen Optionen fehlt. Eine großflächige Verwendung von Wasserstoff in der Gebäudewärme und im straßengebundenen Verkehr ist deshalb wenig wahrscheinlich.

Es sind allerdings einige Einschränkungen zu beachten. Bei der Marktmodellierung werden H₂-Syntheseprodukte auf der Angebots- und der Nachfrageseite bislang nicht betrachtet, welche die Entwicklung des Wasserstoffmarktes weiter beeinflussen können. Eine stark erhöhte Wasserstoffnachfrage wurde allerdings als Sensitivität in Weißenburger et al. 2024 untersucht.

Die Betrachtung beschränkt sich ausschließlich auf grünen Wasserstoff. Der Einsatz blauen Wasserstoffs mit ggf. geringeren Bereitstellungskosten könnte als Brückentechnologie jedoch eine entscheidende Rolle für einen erfolgreichen und zeitnahen Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen. Die Kosten und Verfügbarkeit von Wasser wurde bei der Wasserstoffherstellung vernachlässigt.

Bei der Analyse wurde der Fokus von direkten Länderverbindungen auf den Markt ausgeweitet und damit die sich ergebene Komplexität erhöht. Allerdings wurde an den Grenzen der betrachteten EU-MENA Region abgeschnitten. In der Realität könnten Länder wie Saudi-Arabien ihren Wasserstoff auch nach Asien statt Europa liefern. Somit würden Konkurrenzsituationen entstehen, die bei der vorliegenden Analyse unberücksichtigt bleiben. Allerdings war der Anteil des in dieser Studie kontinentübergreifend gehandelten Wasserstoffs gering, sodass die Auswirkungen gering ausfallen sollten. Zukünftig sollte der integrierte Wasserstoffmarkt auch über die Region hinausgehend, idealerweise global, betrachtet werden. Außerdem könnten für eine bessere Kopplung von Angebot und Nachfrage Wasserstoffnachfragekurven wie hier für Deutschland präsentiert auf die anderen Länder ausgeweitet in direkt in die Marktanalyse integriert werden.

2.8 Der Aufbau eines Marktes für Wasserstoff- und Derivateimporte ist kein Selbstläufer.

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist von seiner Dimension her gesehen eine gewaltige Aufgabe. Um 10 % des Endenergiebedarfes durch Wasserstoff und seine Derivate decken zu können, werden ca. 3.500 GW Elektrolyseleistung benötigt (wenn man ausschließlich von

Elektrolyseuren für die Herstellung ausgeht). Weiterhin bräuchte man, wenn man die Nachfrage durch grünen Wasserstoff decken will, dafür ca. 4.500 GW an erneuerbarer Stromproduktionsleistung. Derzeit beträgt die weltweite gesamte installierte erneuerbare Stromproduktion 3.100 GW (Anteil Erneuerbare am Endenergieverbrauch weltweit liegt im Jahre 2021 bei 12,6 %). Das heißt, man müsste die installierte erneuerbare Leistung um rund 130 % erhöhen, um allein den Bedarf für grünen Wasserstoff und seine Derivate abdecken zu können, ohne dass die Erneuerbaren z. B. zur Substitution bestehender fossiler Anlagen eingerechnet sind. Weiterhin müssten für kohlenstoffhaltige Wasserstoffderivate noch Direct-Air-Capture-Anlagen gebaut werden, die ebenfalls nur mit Erneuerbaren zu betreiben sind, wenn man treibhausgasneutral sein will. Diese Anlagen sind derzeit noch nicht kommerziell verfügbar. Und auch entsprechende Synthesenanlagen müssten errichtet werden.

Diese Zahlen verdeutlichen u. a., dass ein hoher Kapitalbedarf zur Finanzierung besteht, dass die Fachkräfte dafür zur Verfügung stehen müssen sowie dass die Genehmigung- und Bauzeiten entsprechend sein müssen.

Wie die IEA in ihrem aktuellen Review (IEA 2024) aufzeigt, ist zuletzt die Zahl der angekündigten Projekte zur emissionsarmen Wasserstofferzeugung deutlich angestiegen, überwiegend durch neue Elektrolyseprojekte. Allerdings haben nur 7 % dieser potenziellen Produktion zumindest eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen. Auch die Zahl an Hersteller von Elektrolyseuren, die ehrgeizige Expansionspläne angekündigt haben, nimmt rasch zu. Derzeit sind aber nur 0,7 GW an Elektrolyseleistung weltweit installiert (IEA 2023b). Die jährliche Produktion von emissionsarmem Wasserstoff könnte im Jahr 2030 49 Mio. t erreichen, wenn alle angekündigten Projekte realisiert werden (IEA 2024). Damit diese verwirklicht werden, müsste der Sektor allerdings mit einer beispiellosen jährlichen Wachstumsrate von über 90 % von 2024 bis 2030 wachsen, was deutlich über dem Wachstum liegt, das die Photovoltaik in ihren schnellsten Wachstumsphasen verzeichnete. Mehrere Projekte haben sich verzögert und wurden gestrichen, wodurch ein großer Teil der angekündigten Projekte gefährdet ist (IEA 2024).

Die kurzfristigen Herausforderungen sind:

- Die Interessen und die Politik möglicher Exportländer sind nicht immer auf Export orientiert und mögliche Investitionen werden durch fehlende Planungssicherheit gehemmt.
- Die Ausrüstungs- und Finanzierungskosten steigen und Banken werden skeptischer.
- Eindeutige Bekenntnisse zum Schaffen von Produktionskapazitäten einerseits und Abnahmezusicherungen vonseiten der Nutzer andererseits sind selten.
- Die Regulierung ist international unterschiedlich, was grenzübergreifende Vorhaben bremst.
- Genehmigungsverfahren verzögern sich.
- Verschiedene geopolitische Krisenherde schaffen neue Unsicherheiten.
- Welche Wirkung die bisherige Wasserstoffpolitik in der EU sowie die anderer großer Nachfrageländer auf den globalen Markthochlauf hat ist noch offen.
- Eine Kohärenz der internationalen Politiken im Rahmen von IEA, IRENA, OECD, G7 oder G20 besteht nur in Ansätzen.
- Die technische Entwicklung u. a. in großskaligen Anlagen bei der Elektrolyse und der Synthese liegt hinter dem Zeitplan, genauso wie der Aufbau einer internationalen Speicher- und Transportinfrastruktur.
- Die Vorfinanzierung der internationalen Transportinfrastruktur ist nicht geklärt.

- Es ist nicht geklärt, in welcher Form Wasserstoff transportiert wird und in welchem Maße welche Derivate zum Einsatz kommen.
- Es werden Risiken gesehen, dass heutige Investitionen, z. B. in eine Ammoniakinfrastruktur, durch künftige geänderte Bedingungen zu Stranded Assets werden können.
- Die derzeitigen multiplen Unsicherheiten (u. a. Energie- und Rohstoffpreise, Versorgungsunterbrechungen, geopolitische Unruhen...) verunsichern Investoren.

2.9 Die Exportregion und die Importkriterien beeinflussen die Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in Deutschland.

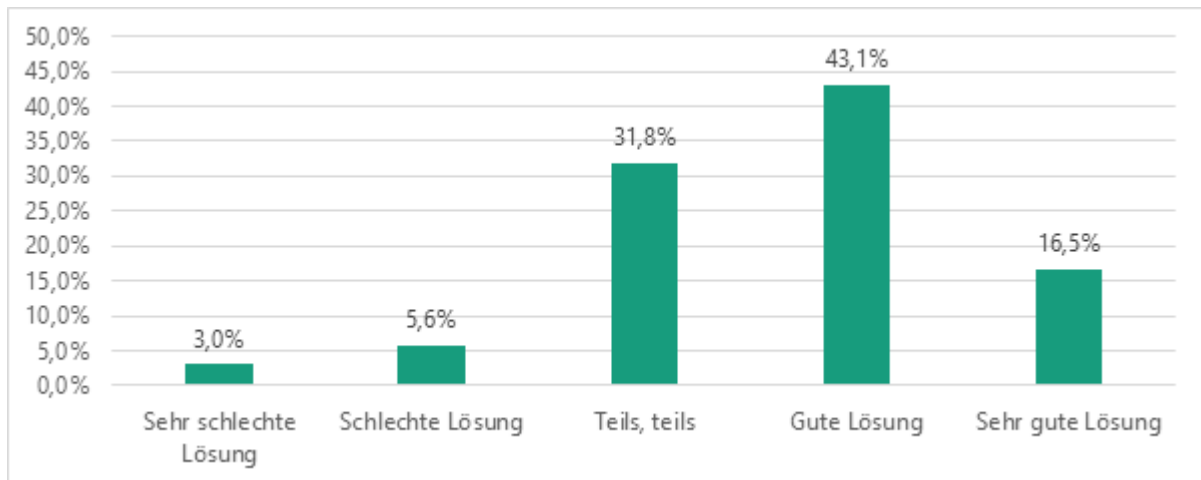
Wie z. B. in Kapitel 2.5 bereits dargestellt, wird der Import von Wasserstoff, insbesondere von grünem Wasserstoff, entscheidend sein, um die Klimaziele der Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen. Der Erfolg einer globalen Wasserstoffwirtschaft hängt jedoch nicht nur vom technologischen Fortschritt oder der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit ab. Entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung ist auch die gesellschaftliche Akzeptanz von Wasserstofftechnologien und -importen. Fehlende oder geringe öffentliche Zustimmung kann die Entwicklung und Umsetzung von Wasserstoffvorhaben erheblich behindern, wie bereits bei anderen Energietechnologien geschehen, etwa bei der Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoff (CCS) oder der Atomkraft (siehe z. B. Wüstenhagen et al. 2007; Oltra et al. 2017).

Forschung zu Wasserstoffimporten konzentrierte sich bisher vor allem auf die Identifizierung geeigneter Importländer und -mengen. Die sozialen Dimensionen dieser Handelsbeziehungen sind bislang jedoch weitgehend unerforscht. Erste Studien deuten darauf hin, dass soziale Gerechtigkeit in den Exportländern ein entscheidender Faktor für die Akzeptanz des neuen Wasserstoffhandels sein könnte (Altenburg et al. 2023).

HYPAT analysierte in diesem Zusammenhang sowohl die Sicht der Exportländer (siehe Kapitel 3) als auch die Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in der deutschen Bevölkerung. Die Daten zur Analyse der sozialen Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in der deutschen Bevölkerung wurden über eine repräsentative Online-Befragung im Zeitraum von August bis September 2023 erhoben. Teilnehmende wurden über das Panel eines Marktforschungsinstituts rekrutiert und waren repräsentativ für die deutsche Gesamtbevölkerung in Bezug auf Geschlecht, Alter, Bildung und Region.

Die HYPAT-Studie zeigt eine insgesamt hohe Akzeptanz von grünem Wasserstoff in der deutschen Bevölkerung (siehe Abbildung 21), während der Bekanntheitsgrad von Wasserstofftechnologien in der Bevölkerung nach wie vor gering ist. Die Befragungsergebnisse zeigen auch, dass die allgemeine Akzeptanz von Wasserstoff stark von der Art seiner Erzeugung abhängt: Grüner Wasserstoff, der mit Strom aus erneuerbaren Energien wie Windkraft und Photovoltaik erzeugt wird, erhält die mit Abstand höchste Zustimmung. Trotz der grundsätzlich positiven Einstellung zu grünem Wasserstoff zeigt die Studie, dass viele Menschen nur wenig über Wasserstoff und seine Herstellung wissen. 30 % der Befragten geben an, nichts über Wasserstoff oder seine Nutzungsmöglichkeiten zu wissen, und rund 60 % der Befragten schätzen ihr Wissen als begrenzt ein.

Abbildung 21: „Was denken Sie über die Verwendung von grünem Wasserstoff als Lösung für Energie- und Umweltprobleme in Deutschland?“



Quelle: Scherrer et al. 2024

Interessanterweise zeigt die Studie, dass die Befragten, obwohl der Fokus der Umfrage auf Regionen außerhalb Europas lag, europäische Wasserstoffimporte bevorzugen (Nordamerika als Exportregion steht auf Platz zwei). Dies steht im Einklang mit aktuellen Modellrechnungen, die das Selbstversorgungspotenzial Europas mit Wasserstoff betonen und auf eine wachsende Bedeutung von Derivaten (wie Ammoniak oder Methanol) im Welthandel hinweisen (Wietschel et al., 2024). Die Unterstützung für Importe aus Nordafrika und den Golfstaaten (z. B. MENA-Region) war geringer als für Europa und Nordamerika, wurde aber von etwa der Hälfte der Befragten befürwortet, wenn eine Strategie mit vom Importland überprüften Sozialstandards und Importbeziehungen mit mehreren Ländern verfolgt wird. Etwa die Hälfte der Befragten befürwortet unter diesen Bedingungen Importe aus dieser Region. Für Importe aus allen untersuchten Exportregionen war die Zustimmung der Befragten höher, wenn diese aus mehreren Ländern einer Region und mit von Deutschland geprüften Sozialstandards erfolgten.

Die Ergebnisse der Studie wurden als HYPAT Working Paper von Scherrer et al. 2024 ("Die Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in der deutschen Bevölkerung") veröffentlicht.

Darüber hinaus wurde aufbauend auf der Erkenntnis, dass einige Exportländer offen gegenüber H₂-Produktionsrouten mit Carbon Capture and Storage (CCS) sind, die Akzeptanz von CCS-Technologien im Rahmen einer weiteren Bevölkerungsumfrage näher beleuchtet, um Hinweise zur Akzeptanz gegenüber eines solchen Handelspfades in Deutschland zu erlangen. Hierfür wurde eine Onlinebefragung mit ca. 1.000 deutschen Privatpersonen durchgeführt.

Die Umfrage zeigt moderate bis niedrige Wissensstände zu dem Thema auf, die sich in eine weder zustimmende noch ablehnende allgemeine Haltung gegenüber dem Einsatz von CCS im Inland sowie in Ländern des Globalen Südens übersetzen. Es lässt sich jedoch die Tendenz erkennen, dass die Technologie als kostspielig und in ihrer (positiven) Klima- und Umweltwirkung begrenzt wahrgenommen wird. Die Umfrageergebnisse deuten darauf hin, dass in der deutschen Bevölkerung noch kein gefestigtes Meinungsbild zu CCS besteht und sich dieses noch durch weitere Informationen, etwa im Zuge medialer Berichterstattung über deutsche H₂-Partnerschaften und wachsende Erfahrung mit blauem Wasserstoff, formen wird.

3 Ergebnisse aus der Sicht von Exportländern

3.1 Wasserstoff kann zu einem Triple-Win für Exportländer führen – der Effekt ist aber nicht garantiert.

Aus Sicht von Exportländern kann der Export von grünem Wasserstoff und Derivaten grundsätzlich die nationale Energiewende, die heimische Dekarbonisierung und die lokale Wertschöpfung befördern. Synergien ergeben sich nicht nur in Bezug auf die Stromerzeugung und Infrastruktur sowie die Wasserstoffnutzung, sondern auch hinsichtlich des Kapazitätsaufbaus von Fachkräften (siehe hierzu auch 3.5). Der Umfang, indem sich dieser Triple-Win umsetzen lässt, ist allerdings stark kontextabhängig.

Im Rahmen von HYPAT wurden daher, basierend auf dem in HYPAT entwickelten Kriterienkatalog (Breitschopf et al. 2022), neben umfassenden Modellierungsarbeiten auch qualitativ-empirische Studien zu Ländern Afrikas (Algerien, Kenia, Namibia, Südafrika) und Lateinamerikas (Argentinien, Brasilien, Costa Rica und Uruguay) durchgeführt. Zudem wurden mit der Türkei und der Ukraine (neben Algerien) zwei weitere Staaten in Pipeline-Distanz zu Europa in die Untersuchung aufgenommen. Diese Potenzial- und Akzeptanzstudien von vorwiegend Mitteleinkommensländern wurden zusätzlich durch Analysen zu Australien, als weiteren potenziellen Exportpartner Deutschlands, ergänzt.

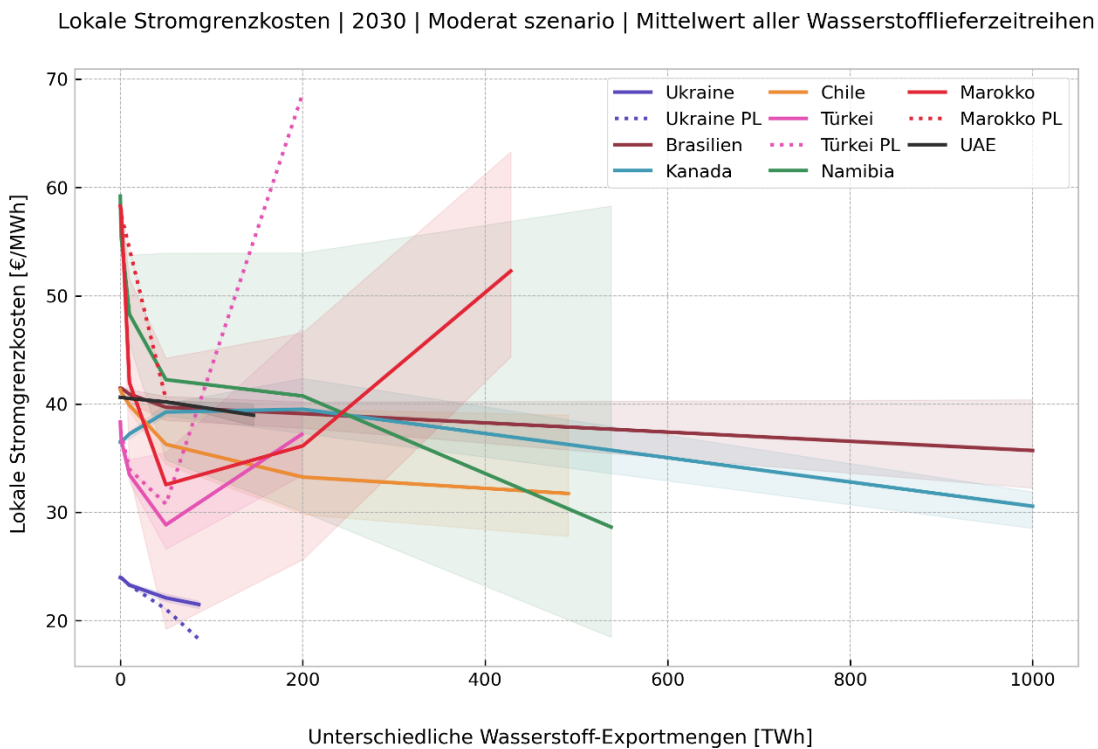
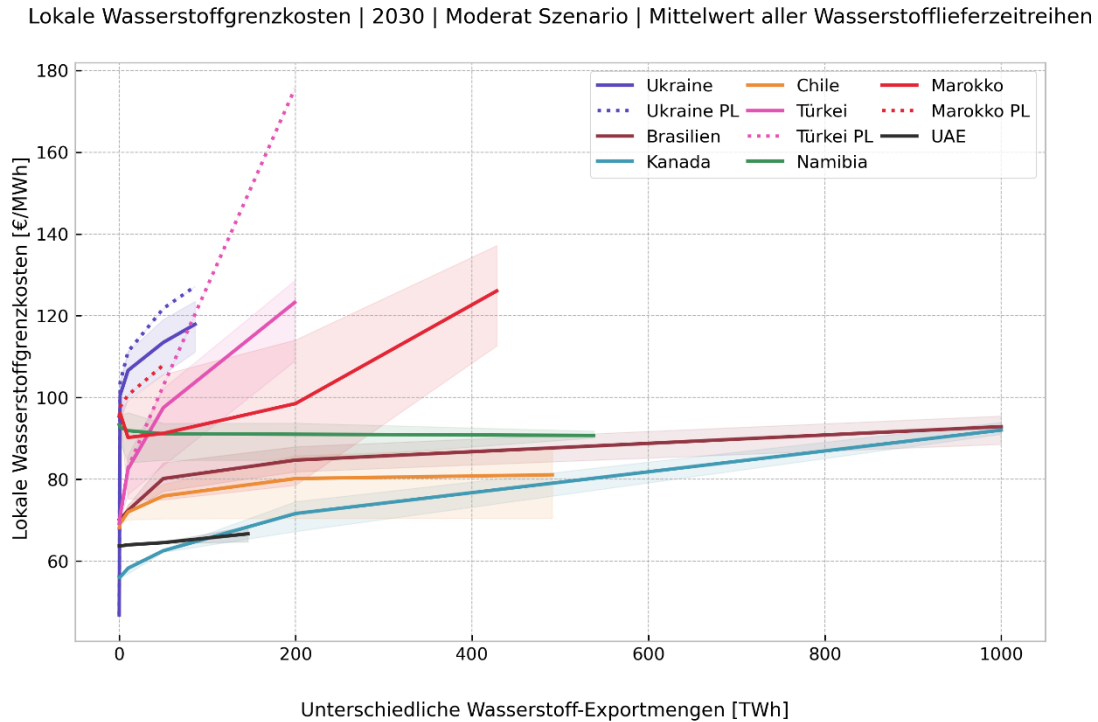
Die Ergebnisse lassen sich, stark komprimiert, wie folgt zusammenfassen:

Was die **nationale Energiewende** betrifft, kann sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen einer exportorientierten Wasserstoffwirtschaft positiv auf das heimische Elektrizitätssystem auswirken (siehe Abbildung 22. Wie eine Modellstudie aufgezeigt hat, verändert sich mit steigenden Exportmengen von grünem Wasserstoff und Derivaten bei integrierten Projekten der inländische Strommix aufgrund der Erschließung neuer EE-Potenziale stark zugunsten erneuerbarer Energie. Das kann sich vorteilhaft auf die inländischen Strompreise auswirken. Dies gilt allerdings nur, solange die günstigen EE-Potenziale nicht ausgeschöpft sind oder keine hohen Investitionen in Energieinfrastruktur für die Systemintegration notwendig werden.

In Ländern, die bereits extrem niedrige Stromkosten aus nicht-fossilen Energieträgern haben (wie z. B. die Ukraine im Fall von Kernenergie), kann der Ausbau der EE potenziell zu einem Anstieg der lokalen Strompreise führen.

Steigende Exportmengen können sich zudem negativ auf den *inländischen* Wasserstoffpreis (nicht auf die Importkosten/-preise) auswirken, wenn aufgrund der steigenden Nutzung auf schlechtere EE-Potenziale zurückgegriffen werden muss. Der Aufbau eines nationalen Wasserstoffnetzes ist zusätzlich mit hohen Systemkosten verbunden, die sich nur tragen, wenn der heimische Bedarf entsprechend hoch ist.

Abbildung 22: Lokale (a) Stromgrenz- und (b) Wasserstoffkosten bei steigenden Exportmengen



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 22 stellt diesen Zusammenhang für ausgewählte Untersuchungsländer dar. Mit zunehmender Exportmenge steigende Wasserstoffkosten gehen mit sinkenden Stromkosten einher, die sich durch die Überproduktion von billigem erneuerbarem Strom aus neu installierten erneuerbaren Energien ergeben.

Über diese Synergien zwischen Wasserstoffexport und nationaler Energiewende hinaus ergeben sich auch Nutzenvorteile in Bezug auf den inländischen Wasserstoffbedarf. Diese sind insofern

von Bedeutung, als dass in Bezug auf eine reine Wasserstoffwirtschaft die potenziellen positiven Effekte als gering einzuschätzen sind: So ist noch unsicher, zu welchen Preisen die Unternehmen in den Industrieländern bereit sind, emissionsarmen Wasserstoff einzukaufen, und welche Renditen daher erzielt werden können. Die direkten Beschäftigungseffekte von exportorientierten Wasserstoffprojekten sind in der Bauphase zwar hoch, jedoch gilt dies nicht in der Betriebsphase. Ob technologisches Lernen in relevantem Maß stattfindet, hängt zudem stark von der Bereitschaft internationaler Investoren ab, Wissen und Expertise zu teilen.

Das Potenzial einer grünen Wasserstoffwirtschaft zur **heimischen Dekarbonisierung** von Schwerindustrie und Langstrecken- und Schwerlastverkehr wurde in HYPAT anhand von vertiefenden Länderstudien untersucht. Diese Arbeiten beruhen neben der Recherche publizierter und "grauer" Literatur vor allem auf qualitativ-empirischen Methoden wie semistrukturierten Experteninterviews und zwei Visioning-Workshops (mit Südafrika und Brasilien), unter direkter Einbeziehung unterschiedlicher Stakeholdergruppen aus Politik, Industrie, Forschung und Entwicklung in den oben genannten potenziellen Exportländern. In sechs der Länder fand auch ein Forschungsaufenthalt statt, im Fall von Argentinien und Uruguay wurde über drei Monate hinweg intensive Feldforschung betrieben. Diese Studie hat durch die Einbindung von fünf Wissenschaftler*innen aus den Untersuchungsländern auch einen wesentlichen Beitrag zur transformativen Forschung geleistet, weil die Ergebnisse unmittelbar von Politikgestaltern und anderen Stakeholdern in ihrer Arbeit verwertet werden konnten.

Das Potenzial für Vorwärtsverflechtungen ist daran geknüpft, wie sehr Verwendungssektoren unter Druck stehen, ihre Treibhausgasemissionen aufgrund nationaler Verordnungen oder internationaler Vereinbarungen zu reduzieren. Ein wichtiger Industriesektor, der hier zu nennen ist und in praktisch allen Ländern eine Rolle spielt, ist die Raffineriewirtschaft, in deren Prozessen Wasserstoff – bislang aus fossilen Quellen – bereits traditionell eine wichtige Rolle spielt. Hier kann der Einsatz von emissionsarmem Wasserstoff zur Reduzierung von Treibhausgasen beitragen. Andere Industriesektoren, in denen Wasserstoff eine wichtige Rolle beim Schutz des Klimas spielen kann, sind Branchen, in denen hohe Prozesswärme notwendig ist, die über den Einsatz von Elektrizität nicht erzeugt werden kann. An erster Stelle steht hier die Metallerzeugung und –verarbeitung (Eisen, Stahl, Aluminium, Kupfer). Alle vertieft untersuchten Länder haben eine mehr oder weniger wichtige Metallindustrie, teilweise die Verarbeitung von Rohmetallen zu Endprodukten, wie Bewehrungen oder Dachblechen. Auch das Recycling von Metallen spielt eine wichtige Rolle. Die Metallindustrie spielt vor allem in Brasilien, als einem der größten Stahlexporteure der Welt, eine tragende Rolle. Grüner Wasserstoff ist eine unter mehreren Dekarbonisierungsrouten, die das Land für diesen Sektor in Erwägung zieht. Steuerbegünstigungen, Erleichterungen bei Technologieeinfuhr sowie Importtarife auf ausländische (hier v. a. chinesische) Stahlprodukte sollen die Preisdifferenz zwischen grünem und konventionell produziertem Stahl minimieren und damit die internationale Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.

Grüner Wasserstoff kann nicht nur zur Dekarbonisierung bestehender Industrien beitragen, sondern auch die Re- und Neoundustrialisierung in potenziellen Exportländern vorantreiben. In Namibia ist beispielsweise der Bau einer Roheisenproduktion auf Basis der DRI-EAF-Route geplant (siehe Altenburg und Kantel, 2024). Des Weiteren möchten viele Länder grünen Wasserstoff zur Substitution von Importen verwenden, hier insbesondere in Bezug auf Stickstoffdünger. Als zweitgrößter Importeur von Stickstoffdüngern gibt es in Brasilien konkrete Pläne zur Revitalisierung der entsprechenden Industrie; mit einem großen Potenzial für grünen Wasserstoff. In Kenia gibt es bereits ein Projekt, das über den PtX-Entwicklungsfonds des BMZ finanziell und technisch unterstützt wird (Oyan et al. 2024). Viele der Länder setzen hier auch auf den

„Renewable/Hydrogen Pull-Effekt“, die Attraktion von ausländischen Direktinvestitionen bzw. Standortverlagerungen von ausländischen Unternehmen.

In einigen der untersuchten Länder wird das Potential des Wasserstoffs vor allem in der Umstellung von Teilen des Transports auf emissionsarme Antriebe gesehen. Dies trifft vor allem auf kleinere Schwellenländer wie Costa Rica (siehe Stamm, 2024) und Uruguay zu. Dabei stehen vor allem der Schwerlastverkehr in Landwirtschaft und Industrie und teilweise Langstreckenbusse im Mittelpunkt. Potential für synthetische Treibstoffe wird auch beim Antrieb von Schiffen (E-Ammoniak, E-Methanol) und mittelfristig für die Luftfahrt (E-SAF) gesehen. In Bezug auf letzteres können v. a. Länder profitieren, die über biogenen Kohlenstoff verfügen. Dies trifft auf alle Untersuchungsländer in Lateinamerika zu. Gerade für Brasilien als regionales Drehkreuz des internationalen Flugverkehrs kann die inländische Produktion von E-SAF eine bedeutende Rolle spielen.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Wasserstoffbedarf in den Exportländern oft beschränkt ist. Viele der Untersuchungsländer (z. B. Costa Rica, Namibia, Uruguay) verfügen über keine große Industrie, deren Dekarbonisierung eine erhebliche Nachfrage erzeugt. Zudem fehlt oft auch der politische Anreiz zur Dekarbonisierung in Form von CO₂-Bepreisung oder nationalen Kohlenstoffmärkten. Daher scheidet der heimische Markt als Initialtreiber der Wasserstoffwirtschaft in den meisten Fällen aus. Darüber hinaus ist nach wie vor die in der Formierungsphase von neuen soziotechnischen Systemen charakteristische Variation von möglichen Technologiepfaden vorherrschend. Die offene Frage, welches Derivat bzw. welcher Technologiepfad sich langfristig durchsetzt, trägt zu starker Verunsicherung bei privaten Akteuren bei und behindert das Dekarbonisierungspotenzial von grünem Wasserstoff in den Produktionsländern (siehe auch 3.2).

Möglichkeiten zur Industrialisierung und lokaler Wertschöpfung ergeben sich nicht nur hinsichtlich Sektoren, in denen Wasserstoff als Roh- und Brennstoff verwendet werden kann. Neue wirtschaftliche Verflechtungen sind auch in anderen rückwärts- und vorwärtsgelagerten Sektoren möglich. Inwieweit dieses Potenzial abgeschöpft werden kann, hängt vor allem von der Diversifizierung der Ökonomien ab. Türkei, Brasilien, Südafrika und Argentinien haben diversifizierte Volkswirtschaften und relativ starke Industriesektoren, die Ansatzpunkte für Verflechtungen zu einer sich entwickelnden Wasserstoffökonomie bieten. Beispielsweise kann die lokale Fertigung von Windkraftwerken oder Teilen davon, wie im Fall von Brasilien, die inländische Wertschöpfung erhöhen. Der Einstieg in einen hochkonzentrierten Angebotsmarkt ist jedoch schwierig und beschränkt sich daher auf die Herstellung von lokalspezifischen oder nicht hinreichend transportfähigen Komponenten (wie z. B. Windtürmen). Wertschöpfung kann ebenso in einem entwickelten Dienstleistungssektor erzielt werden, beispielsweise bei der Identifizierung optimaler Standorte (*Siting*) oder spezialisierten Transport- und Montagediensten. Länder mit Erfahrung im Ausbau erneuerbarer Energie (wie Uruguay) haben diesbezüglich nicht zu unterschätzende komparative Vorteile, gerade wenn es um die Errichtung von Pionierprojekten geht. Länder mit hinreichend großen Innovationskapazitäten, wie Argentinien, Brasilien, Südafrika und die Türkei, zeigen bereits Anzeichen für den Aufbau neuer Nischentechnologien. Diese umfassen beispielsweise kleinskalige Elektrolyseure für den heimischen Markt (Argentinien und Brasilien), innovative Wasserstoffträger (Türkei), und emissionsarme Minenfahrzeuge (Südafrika) (siehe z.B. Stamm et al. 2023 und Oyan 2024).

Aus den Interviews ergaben sich aber für die meisten Länder keine Anhaltspunkte, dass sie kurz- und mittelfristig in der Lage sind, Technologien über Demonstrationsprojekte hinaus bzw. für den Export zu entwickeln. Hierfür sind die technischen Herausforderungen zu komplex und der internationale Wettbewerb durch Anbieter aus Europa und China zu hart. Zusätzlich fehlt es an Fachkräften und finanzieller Unterstützung für die Skalierung dieser Projekte.

Tabelle 2 vergleicht die Untersuchungsländer hinsichtlich der wesentlichen industriellen Entwicklungspfade. Eine detaillierte Beschreibung dieser Pfade findet sich in Altenburg und Strohmaier (in Begutachtung). Zudem enthält UNIDO/IRENA/IDOS (2023) eine detaillierte Beschreibung von Politikinstrumenten, die potenziellen Exportländer im Globalen Süden diesbezüglich zur Verfügung stehen.

Tabelle 2: Industrielle Entwicklungspfade gemäß nationalen Strategien und Programmen (siehe Altenburg und Strohmaier 2024, unter Begutachtung).

Komplexität der VW	Land	H ₂ Produktionsroute	Export	Heimische Dekarbonisierung		Aufbau technologischer Nischen		Renewable Energy & Hydrogen Pull
				Industrie	Transport	Lokale Fertigung	Innovationen	
			(1)	(2a)	(2b)	(3a)	(3b)	(4)
hoch	Türkei		○	●	○	○	●	—
	Brasilien ¹		●	●	○	○	—	○
moderat	Costa Rica		○	○	●	○	○	○
	Südafrika		●	○	○	○	●	—
	Argentinien ²		●	○	○	●	○	—
	Uruguay		●	○	○	○	—	—
gering	Kenia		○	●	○	—	—	○
	Namibia		●	—	○	○	—	○
	Algerien		●	○	—	—	—	—

¹ Programm (statt nationaler Strategie)

² Nationale Strategie unter derzeitiger Regierung ausgesetzt

: grün; : blau; : andere Produktionsrouten (e. g. nuklear, Pyrolyse, natürlicher H₂)

●: stark verfolgt, ○: relevant, —: nicht relevant/adressiert

Kapitel 3.2. geht gezielt auf die Bedeutung bestehender industrieller Kapazitäten für den Aufbau lokaler Komponentenfertigung an, basierend auf einer Komplexitätsstudie zu ausgewählten Ländern in der Mena-Region.

3.2 Die industriellen Voraussetzungen zur Herstellung von Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette in Exportländern sind sehr unterschiedlich

Im Rahmen des HYPAT-Projekts wurde die wirtschaftliche Komplexität von Technologien zur Produktion von grünem Wasserstoff untersucht und die industriellen Voraussetzungen

verschiedener Länder für die lokale Produktion von Teilen der Wertschöpfungskette analysiert. Hierzu wurde eine Liste von 36 „Green H₂ Products“ definiert, die für die Produktion von grünem Wasserstoff relevant sind und Technologiekomponenten von Solar-PV, Windturbinen, Batterien und Elektrolyseuren umfasst. Die Ergebnisse wurden als Artikel in der wissenschaftlichen Fachzeitschrift „Renewable and Sustainable Energy Reviews“ veröffentlicht (Müller & Eichhammer 2023).

Das benötigte Know-how zur Fertigung dieser Komponenten wird anhand internationaler Handelsdaten von 1995 bis 2019 mittels der Methoden der Ökonomischen Komplexität (engl. Economic Complexity) und des Produktraums (engl. „Product Space“) analysiert (siehe Hidalgo et al. 2007, Hidalgo & Hausmann 2009). Die Methoden basieren auf dem Konzept des Revealed Comparative Advantage (RCA). Ein RCA-Wert größer als eins zeigt an, dass der Exportanteil eines bestimmten Produkts im nationalen Exportkorb eines Landes über dem globalen Durchschnitt liegt. Aufbauend darauf lassen sich der länderspezifische „Economic Complexity Index“ (ECI) und der produktspezifische „Product Complexity Index“ (PCI) berechnen.

- Hohe **ECI**-Werte zeigen, dass ein Land eine Vielzahl verschiedener Produkte mit einem komparativen Vorteil exportiert, insbesondere solche, die von nur wenigen anderen Ländern exportiert werden. Das betrachtete Land weist somit eine diversifizierte und komplexe Industriestruktur auf.
- Hohe **PCI**-Werte bedeuten, dass das Produkt nur von wenigen Ländern exportiert wird, die eine komplexe Industriestruktur haben, was auf ein hohes Maß an spezialisierten Kenntnissen und Fähigkeiten zur Herstellung dieses Produkts hinweist.

Um zu untersuchen, wie gut verschiedene Länder für die Produktion der für die grüne Wasserstoffwertschöpfungskette relevanten Produkte aufgestellt sind, wird zusätzlich der „Green Complexity Index“ (GCI) berechnet. Dieser kombiniert die Theorie der Produktkomplexität mit dem Konzept ausgewählter grüner Produkte, in diesem Fall der 36 „Green H₂ Products“.

- Je höher der GCI-Wert, desto besser sind die industriellen Voraussetzungen zur Produktion einer Vielzahl der relevanten Komponenten.

Ein letztes zentrales Konzept der Analyse ist die Nähe zwischen zwei Produkten basierend auf der Wahrscheinlichkeit des gemeinsamen Exports, die als Maß für das geteilte relevante industrielle Know-how dient. Die Visualisierung des Netzwerks, das die Verflechtung zwischen den Produkten darstellt, wird als "Product Space" bezeichnet.

Die Analyse der Komplexität der identifizierten "Green H₂ Products" und "Close to Green H₂ Products" zeigt, dass diese im Vergleich zu anderen gehandelten Gütern tendenziell höhere PCI-Werte aufweisen, was auf einen höheren industriellen Know-how-Bedarf hindeutet. Betrachtet man die Verteilung der Produkte auf die vier Quartile der mittleren PCI Werte (siehe Tabelle 3), fällt keines der 36 "Green H₂ Products" in das niedrigste Quartil, während 21 Produkte im höchsten Quartil liegen. Insgesamt gehören somit mehr als die Hälfte der für die grüne Wasserstoffproduktion potenziell relevanten Produkte statistisch zu den historisch komplexesten 25 % aller gehandelten Güter, während nur 5,6 % unterdurchschnittlich komplex sind. Bei den 470 "Close to Green H₂ Products" ist die Verteilung ähnlich: 53,0 % dieser Produkte befinden sich im höchsten Quartil, während 36,1 %, 10,0 % bzw. 0,8 % in die folgenden Quartile fallen.

Ein Kernergebnis ist somit, dass die untersuchten Technologiekomponenten vergleichsweise komplex in der Herstellung sind.

Tabelle 3: Relative Komplexität der verschiedenen Produktgruppen durch Einordnung in die Quartile der mittleren PCI-Werte aller Produkte von 1995 bis 2019 (Müller & Eichhammer 2023)

	Q1	Q2	Q3	Q4
Anzahl von „Green H₂ Products“	0	2	13	21
Anzahl von „Close to Green H₂ Products“	4	47	170	249
Anzahl aller Produkte	1.149	1.148	1.149	1.149
Anteil von „Green H₂ Products“	0,0 %	5,6 %	36,1 %	58,3 %
Anteil von „Close to Green H₂ Products“	0,8 %	10,0 %	36,2 %	53,0 %
Anteil aller Produkte	25,0 %	25,0 %	25,0 %	25,0 %

μμ

Der "Green H₂ Product Space" zeigt eine ungleiche Verteilung der Verbindungen: Einige Produkte, wie etwa Wärmetauscher, sind stark mit anderen Produkten vernetzt, während andere nur wenige Verbindungen haben. Die 434 identifizierten Produkte, die eine hohe Nähe zu mindestens einem der 36 "Green H₂ Products" aufweisen, stammen hauptsächlich aus den Bereichen Elektronik, Maschinenbau, Fahrzeuge, Chemikalien und Metalle. Diese Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette bieten somit eine Chance zur Diversifizierung der Industrie durch Know-how-Transfer in diese Bereiche. Gleichzeitig können Länder mit bereits entwickelten Industriezweigen in diesen Bereichen leichter eine lokale Entwicklung und Produktion von Wasserstoff-Technologiekomponenten aufbauen. Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette repräsentieren eine Chance für grüne Diversifikation.

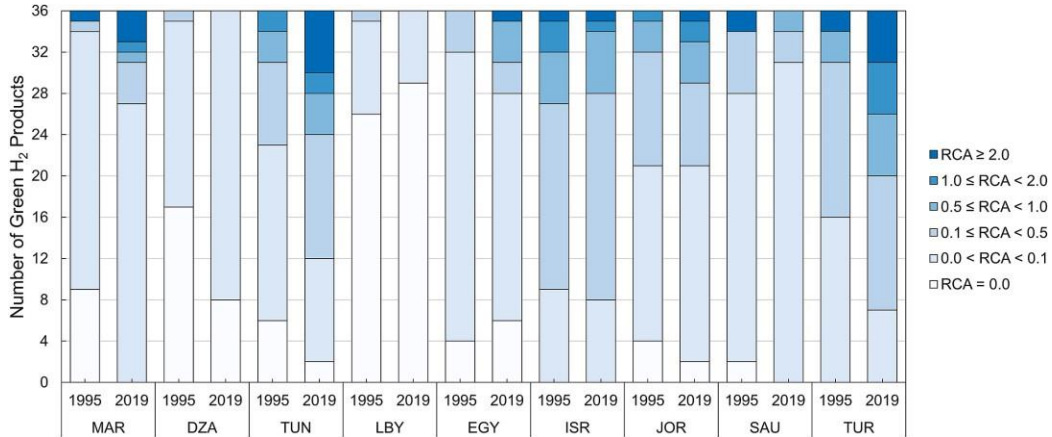
Die Analyse der Economic Complexity Index (ECI) Werte von 107 Ländern im Jahr 2019 zeigt, dass die wirtschaftliche Komplexität tendenziell mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf steigt. Länder wie Japan, Deutschland und die Schweiz haben die höchsten ECI-Werte und sind damit industriell besonders gut aufgestellt. Einige Schwellenländer wie Indien und Mexiko weisen für ihr BIP pro Kopf überdurchschnittlich hohe ECI-Werte auf, was auf eine größere industrielle Diversifikation und höheres Know-how hinweist. Länder mit hohen ECI-Werten haben meist auch höhere GCI-Werte und sind somit besser im Bereich der grünen Wasserstofftechnologien positioniert. Es gibt jedoch Ausnahmen: Während Deutschland, Japan und die Schweiz bei den ECI-Werten an der Spitze dicht beieinander liegen, ist Deutschland bei den "Green H₂ Products" deutlich besser aufgestellt als Japan und insbesondere die Schweiz. Neben Deutschland sticht besonders China hervor, das im internationalen Vergleich eine einzigartige Entwicklung im Bereich der "Green H₂ Products" vollzogen hat. Während China 1995 nur drei der 36 identifizierten "Green H₂ Products" exportierte, waren es 2019 bereits 31.

Somit lässt sich festhalten, dass große Unterschiede zwischen den Ländern hinsichtlich der industriellen Voraussetzungen und deren Entwicklung im Laufe der Zeit existieren.

Eine detaillierte Analyse von neun MENA-Ländern (siehe Abbildung 23) zeigt, dass die Türkei und Tunesien bereits industrielles Know-how in verschiedenen Komponenten der grünen Wasserstofftechnologie besitzen und nur geringfügig schlechter abschneiden als potenzielle europäische Konkurrenten, während Algerien, Libyen und Saudi-Arabien die niedrigsten Werte in Bezug auf die berechnete wasserstoffbezogene grüne Komplexität aufweisen. Diese Ergebnisse werden durch statistische Tests gestützt, die zeigen, dass Länder mit einem höheren Anteil an natürlichen Ressourcen am Bruttoinlandsprodukt signifikant niedrigere Werte bei wirtschaftlicher und grüner Komplexität aufweisen. Dieses Phänomen ist als "Resource Curse" bekannt und beschreibt das Paradoxon, dass Länder mit reichen natürlichen Ressourcen oft schlechtere wirtschaftliche Entwicklungs- und Wachstumsraten aufweisen als ressourcenärmere Länder.

Somit weisen fossile Exporteure eine unterdurchschnittliche ökonomische Komplexität auf, insbesondere in Bezug auf die identifizierten "Green H₂ Products".

Abbildung 23: Anzahl der „grünen H₂-Produkte“ innerhalb eines bestimmten RCA-Schwellenwerts mit Farben von hellblau (RCA = 0) bis dunkelblau (RCA ≥ 2) für neun verschiedene MENA-Länder in den Jahren 1995 und 2019



Quelle Müller et al. 2023

3.3 Wasserstoffprojekte bergen in der Umsetzung ein hohes Konfliktpotenzial

In den Ländern, zu denen vertiefende Studien durchgeführt wurden, liegen Wasserstoffprojekte meist in Form von pre-feasibility oder feasibility Studien vor, weshalb mögliche Konflikte noch kaum offen zutage getreten sind. Die vorliegenden Erfahrungen und Aussagen von Interviewpartnern implizieren, dass Konflikte erst dann virulent werden, wenn die Planungen über politische Willenserklärungen hinausgehen und das „Siting“ beginnt, d. h., wenn konkrete Überlegungen angestellt werden, an welchen Orten Projekte implementiert werden könnten. Erst dann lassen sich mögliche Eingriffe in den Naturhaushalt und Folgewirkungen auf die lokale Bevölkerung ermessen und potenzielle Konflikte einschätzen. Dies knüpft an unterschiedliche Dimensionen in Studien zu Technologieakzeptanz in Transitionsprozessen an, in denen häufig zwischen sozialer Akzeptanz (auf der allgemeinen Bevölkerungsebene), Marktakzeptanz (zur Skalierung von Technologiemärkten) und lokaler Akzeptanz unterschieden wird. Insbesondere lokale Akzeptanzherausforderungen und damit verbundene Konflikte treten meist während der Phasen von konkreten Implementierungsprozessen zu Tage (Wüstenhagen et al. 2007).

Ein Beispiel dafür ist der Konflikt um das Wasserstoffprojekt in Tambores in **Uruguay**. Ein Joint Venture der deutschen Firma Enertrag und SEG Ingeniería aus Uruguay entwickelt in dieser Lokalität ein Projekt zur Erzeugung von Wasserstoff und Derivaten (E-Methanol). Geplant ist eine Kapazität von 350 MW, um vor Ort jährlich 15.000 Tonnen Wasserstoff zu erzeugen. Die Bevölkerung der Region fühlt sich nicht hinreichend informiert und sorgt sich vor allem um die Wasserreserven in der Region. Das Projekt sieht vor, das Wasser für die Elektrolyse aus dem Guaraní Grundwasserleiter zu extrahieren. Dabei handelt es sich um ein gigantisches Wasserreservoir, unter Teilen Argentiniens, Paraguays, Brasiliens und Uruguay. Mehrere der befragten Experten sehen keine grundsätzliche Gefahr für die Wasserverfügbarkeit in der Region, beispielsweise für die Bewässerungslandwirtschaft. Wie sich eine rasche und großskalige Wasserentnahme an einer Stelle auf das Wasserangebot in der unmittelbaren Nachbarschaft auswirken wird, könne jedoch noch nicht abschließend geklärt werden. Mehrere Einwohner von

Tambores haben eine Klage beim Verfassungsgericht des Landes eingereicht. Die meisten der Befragten stimmen darin überein, dass eine unzureichende und zu späte Kommunikation der Projektleitung mit der lokalen Bevölkerung der wesentliche Grund für den zugespitzten Konflikt ist.

Das Thema der Kommunikation wurde auch in anderen Ländern offenkundig, beispielsweise in **Namibia**. Hier gab es Kritik an der mangelnden Offenlegung und fehlenden öffentlichen Konsultation sowie an der Nichteinhaltung von Transparenzregeln bei den Wasserstoffinvestitionen. Wenn keine strengen Transparenzregeln angewendet werden, kann die direkte Beteiligung an Geschäften mit Großinvestoren Möglichkeiten für legale (z. B. Beratungshonorare) oder illegale (Bestechungsgelder) Vorteile schaffen, und politisch vernetzte Einzelpersonen und Firmen können privilegierten Zugang zu sekundären Einkommensquellen erhalten. Das Prinzip der „vorherigen und informierten Zustimmung“ (*prior and informed consent*) sollte immer dann angewendet werden, wenn Investitionsprojekte potenziell weitreichende Auswirkungen auf lokale Gemeinschaften haben. In einem öffentlichen Brief an den damaligen namibischen Präsidenten Hage Gottfried Geingob beklagt eine Allianz lokaler NGOs jedoch den „Mangel an angemessenen öffentlichen Konsultationen und Kontrollen“ (Economic & Social Justice Trust, 2023).

Selbst wenn die Geschäfte transparent sind und sich alle politischen Akteure in einer vollständig wohlfahrtsorientierten Weise verhalten, bedeutet dies nicht automatisch, dass die nationale (oder lokale) Bevölkerung in großem Umfang davon profitiert. So kann es beispielsweise in Namibia sein, dass es weniger Beschäftigungs- und sozioökonomische Spillover-Effekte gibt, als in der nationalen Strategie erhofft, dass Projekte weniger profitabel sind als erwartet – angesichts aller technologischen und preislichen Unsicherheiten – und dass Informationsasymmetrien zwischen Großinvestoren und namibischen Entscheidungsträgern zu ungünstigen Vereinbarungen über die Risiko- und Nutzenteilung führen können.

Lokale Konflikte um Land, die durch historische Ungerechtigkeiten aus der Kolonialzeit verschärft werden, stellen in Ländern wie Namibia - aber auch Kenia und Südafrika - eine weitere erhebliche gesellschaftspolitische Herausforderung dar. Die Ansprüche auf das Land der Vorfahren sind für viele namibische Gemeinden von großer Bedeutung, was die Bemühungen um die Beilegung von Streitigkeiten erschwert (Altmann und Kantel 2024). Auch Wasserkonflikte können sich in einigen der untersuchten Länder in der Zukunft zu einem bedeutenden potenziellen Konflikt entwickeln. Als trockene Länder, die bereits mit Wasserknappheit zu kämpfen haben, haben mehrere Regionen in Namibia, darunter die Hauptstadt Windhoek, und auch die nördlichen Regionen in Kenia Probleme beim Zugang zu Trinkwasser. Die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert große Mengen an Frischwasser für die Elektrolyse. Der zusätzliche Wasserbedarf sollte möglichst vollständig durch Meerwasserentsalzungsanlagen gedeckt werden, damit diese als Teil der Wasserstoff-Investitionsprojekte gebaut werden können. Das Megaprojekt Hyphen in Namibia umfasst die Meerwasserentsalzung. Hier sind Entsalzungsanlagen so konzipiert, dass sie mehr produzieren, als für Elektrolyseure benötigt wird, wodurch überschüssiges Süßwasser für die lokalen Gemeinden bereitgestellt werden kann (*oversizing*). Dies kann sicher als Maßnahme zur Konfliktbearbeitung bzw. -prävention gesehen werden. Allerdings bestehen Umweltrisiken, wenn die Residuen der Entsalzung (Sole) nicht angemessen bearbeitet werden.

Costa Rica gehört zu den untersuchten Ländern, in denen noch keine Konfliktlinien evident sind, da noch keine Siting erfolgt ist, so dass unklar ist, welche Regionen voraussichtlich betroffen sein werden. Da die Hochpotentialregionen für Solarenergie in der westlichen Küstenregion liegen und die für Wind in den Bergregionen, sind folgende Konfliktlinien erwartbar: Große Anlagen für Solarenergie in der Nähe der Strände am Pazifik könnten unmittelbar mit dem Tourismus konkurrieren. Windanlagen in den Höhenlagen der Berge konkurrieren mit dem Naturschutz und

auch hier teilweise mit dem Tourismus, da einige der viel besuchten Nationalparks in den Bergen liegen (Stamm und Kantel 2024).

Die potenziellen Konflikte im Zusammenhang mit der Wasserstoffumstellung sind in **Südafrika** besonders vielfältig und schwerwiegend. Das Land leidet sowohl unter einer Beschäftigungs- als auch unter einer Energiekrise. Statistics South Africa schätzt die Gesamtarbeitslosenquote für das erste Quartal 2024 auf 32,9 % und die Jugendarbeitslosigkeit auf 45,5 %. Darüber hinaus leidet das Land seit einigen Jahren unter einer Energiekrise mit ständigen Stromausfällen, die zu erheblichen wirtschaftlichen Verlusten und Unternehmensschließungen führen. Die größte Herausforderung für die Zukunft ist die Schließung von Kohlekraftwerken, nur bedingt als Teil einer bewussten Strategie der Energietransformation. Viele Kraftwerke haben schlicht ihr maximales Lebensalter erreicht. Auch der Bergbau wird hier betroffen sein. Aktuell verbraucht Südafrika drei Viertel der geförderten Kohle im Inland, bei der Stromerzeugung und der Kohleverflüssigung. Um eine Verschärfung latenter Konflikte zu vermeiden, müssen Wasserstoffprojekte eine relevante Anzahl zukunftsfähiger Jobs schaffen und sie müssen so gestaltet werden, dass die Bevölkerung auch erkennt, dass der Energiemangel im Inland nicht zusätzlich verschärft wird. Dazu müssten Anlagen der erneuerbaren Energien über den direkten Bedarf der Wasserstoffproduktion hinaus geplant werden und überschüssiger Strom in das Netz eingespeist werden. Ausländische Investoren sollten angehalten werden, in die Instandsetzung und den Erhalt der Stromnetze zu investieren. Wie auch schon im Fall von Namibia, verhält es sich in Südafrika ähnlich mit der Wasserversorgung. Teile des Landes leiden unter permanentem oder saisonalem Wassermangel. Große H₂-Anlagen müssen zwingend Entsalzungsanlagen für Meerwasser vorschalten. Auch hier wäre ein *oversizing*, um zum Beispiel die Landwirtschaft mit sauberem Wasser zu versorgen, ein Weg zur Konfliktprävention und -bearbeitung.

Im Fall von **Kenia** wurde vor wenigen Jahren in einer qualitativen Befragung eine insgesamt breite Zustimmung zu Projekten der erneuerbaren Energien festgestellt, verbunden mit der Hoffnung, die sehr hohen Strompreise senken zu können. Zudem betont Kenia das Potential, über die Wasserstoffproduktion bzw. die Erzeugung von Stickstoffdünger, seinen Agrarsektor zu unterstützen, und damit Nahrungsmittelknappheiten entgegenwirken zu können. In den Interviews wurde eine Reihe von potenziellen Konfliktpunkten benannt, die einem raschen Hochlauf der Wasserstoffökonomie entgegenstehen könnten. Wie auch in Namibia und Südafrika ist der Zugang zu Land ein konfliktives Thema. Die Klärung der verbundenen rechtlichen Fragen ist zeitintensiv. Dies betrifft vor allem Anlagen, die auf großflächige Nutzung von PV beruhen, weil hierfür große Flächen benötigt werden. Das Ausbalancieren der Interessen von Investoren für Erneuerbare Energien / Wasserstoff und der lokalen Bevölkerung wird als eine große Herausforderung gesehen. Wassernutzung ist ein weiterer potenzieller Konfliktpunkt. Kenia ist zumindest in weiten Landesteilen ein arides oder semi-arides Land und leidet zumindest in bestimmten Zeiten unter Wasserstress. Meerwasserentsalzung ist ein notwendiger Schritt, um Nutzungskonflikte zu vermeiden. Seit Jahren gibt es Planungen für Entsalzungsanlagen im großen Maßstab, bislang sind sie jedoch noch nicht implementiert worden. Ein weiterer für Kenia erkannter Konfliktpunkt ist die mögliche Nutzungskonkurrenz um die zusätzlich zu schaffenden Kapazitäten der Stromerzeugung. Kenia hat in den vergangenen Jahren deutliche Fortschritte dabei erzielt, die Bevölkerung mit verlässlicher Elektrizität zu versorgen. Allerdings sind nach wie vor 25 % der Bevölkerung nicht an das Netz angeschlossen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es bei einem massiven Ausbau von erneuerbaren Energien zu Stromnutzungskonflikten zwischen der Wasserstoffproduktion und der Nutzung in den Haushalten kommt. Hinzu kommt, dass auch die Bewässerungslandwirtschaft expandiert, was zu zusätzlichen Nutzungskonflikten führen kann (Oyan / Kantel 2024).

Eine zentrale Herausforderung in **Brasilien**, die durch die Etablierung einer grünen Wasserstoffwirtschaft verschärft oder gemildert werden könnte, ist die große Heterogenität zwischen den Regionen. Das Land ist derzeit geprägt von einem wohlhabenden Süden mit großen Städten und Industrie, einem weniger wohlhabenden aber wirtschaftlich aufstrebenden Nordosten mit großem Potenzial für erneuerbare Energien und Regenwaldregionen im Nordwesten.

In der Vergangenheit haben die Unterschiede zwischen diesen Regionen und den dort lebenden Menschen zu Kämpfen um die Rechte der Ureinwohner, Siedlungen und Ressourcen im Amazonasgebiet und darüber hinaus geführt. Ein Befragter beschrieb auch die soziale Spaltung zwischen den Ethnien, die in den großen wohlhabenden Städten leben, und den kleineren Siedlungen im Norden als sichtbar (Interview mit der Universität Rio).

In politischer Hinsicht hat das Land kürzlich den Wechsel von einer Regierung mit einem eher konservativen und auf private Profite orientierten Ansatz zu einer neuen Führung vollzogen, die als sozial- und umweltorientierter wahrgenommen wird. Dennoch bleiben die politischen Perspektiven auf beiden Seiten innerhalb der breiteren Regierungsstruktur und Gesellschaft bestehen und es kann nicht als gegeben angesehen werden, dass dieser veränderte Fokus auch in Zukunft stabil bleibt. Dies könnte insbesondere Auswirkungen auf den grünen Aspekt einer sich entwickelnden Wasserstoffwirtschaft haben.

Die Dokumente und Interviews konzentrierten sich hauptsächlich auf potenzielle Konflikte, die im Energiesektor im Zusammenhang mit der Landnutzung entstehen könnten. Der Ausbau der Energieinfrastruktur könnte je nach Standort und Umfang zu Landnutzungskonflikten mit der natürlichen Umwelt in zuvor nicht erschlossenen Gebieten sowie mit Einzelpersonen und Gemeinschaften in bereits bewohnten Gebieten führen. In der Vergangenheit wurde über Konflikte im Zusammenhang mit der letztgenannten Dimension für die allgemeine Bevölkerung in bestimmten Regionen sowie für indigene Gemeinschaften berichtet. Im Energiesektor betrafen Konflikte in der Vergangenheit vor allem Wasserkraftwerke. Einige Wasserkraftwerke im Regenwaldgebiet wurden jahrzehntelang angefochten, bevor sie gebaut wurden.

Für die zukünftige Akzeptanz einer Wasserstoffwirtschaft im Nordosten könnten vier weitere wichtige Punkte beachtet werden. *Erstens* erwähnten die Befragten, dass das Stromnetz erweitert werden müsste, um neue erneuerbare Energien aufzunehmen und/oder genügend Energie zu den Wasserstoffproduktionsstätten zu transportieren. Diese Tatsache wurde in den Interviews neutral erwähnt. Es bleibt aber abzuwarten, wo und in welcher Kapazität oder wie umfangreich solche Erweiterungen im Nordosten und in anderen Teilen des Landes notwendig sein werden und welche Auswirkungen dies auf die Akzeptanz von Wasserstoff haben wird. Einige Befragte erwarteten lokal weniger Konflikte als in anderen Ländern, da die bestehenden Netzanschlüsse die Produktion von grünem Wasserstoff mit grünem Netzstrom ermöglichen könnten, anstatt dass z. B. große Solaranlagen und die erforderlichen Netzerweiterungen vollständig zusätzlich errichtet werden müssten (BHA-Interview, AHK-Interview).

Zweitens erwähnten die Befragten die Notwendigkeit von Entsalzungsanlagen. Einerseits wurden sie als Schlüssel zur Vermeidung von Konflikten mit bereits knappen Süßwasserquellen und zur Erhöhung der Akzeptanz genannt, andererseits ist noch nicht klar, was mit den bei der Entsalzung anfallenden Restprodukten wie Sole geschehen soll. Entsprechende Entwicklungen müssen beobachtet werden, um die lokale Bevölkerung und die Küstenumwelt zu schützen.

Drittens müssen Wasserstoffanlagen, einschließlich Elektrolyseure, gebaut werden. In den Interviews und Dokumenten wurde das Potenzial für diese Entwicklung in oder in der Nähe bestehender Hafenanlagen und Industriegebiete hervorgehoben. Die genaue Platzierung und die

erforderlichen Erweiterungen sind jedoch noch unklar und würden sich insbesondere auf die lokale Akzeptanz auswirken.

Viertens zeigten die Interviews, dass viele Stakeholder den Nordosten als dünn besiedelt betrachten und daher keine größeren Akzeptanzprobleme erwarten. Jüngste Entwicklungen und Akzeptanzstudien zur Windenergie in der Region haben jedoch gezeigt, dass neue Energieprojekte zu Herausforderungen für die lokalen Gemeinschaften führen können, beispielsweise für lokale Fischer, die speziell auf die natürliche Küstenumgebung angewiesen sind. Darüber hinaus kann die Akzeptanz bei den in der Region lebenden indigenen Völkern aufgrund ihrer Lebensweise unterschiedlich sein. Aktuelle Pressemitteilungen liefern erste Hinweise darauf, dass die indigene Bevölkerung bei der Planung neuer Projekte konsultiert wird. Es ist jedoch nach wie vor wichtig, die Entwicklung zu beobachten, während die Projekte von der Planungsphase in die tatsächliche Bauphase und den Betrieb übergehen und die Auswirkungen der Umsetzung vor Ort konkreter werden (*Fundação Nacional dos Povos Indígenas*).

In **Algerien** steht kohlenstoffarmer Wasserstoff erst in jüngster Zeit auf der politischen Agenda. Erst vor wenigen Wochen wurde die algerische Wasserstoffstrategie verabschiedet und publiziert. Eine Reihe von internationalen Partnerschaften zur Entwicklung der Technologie wurden geschlossen, u. a. mit Deutschland und Italien. Grundsätzlich hat das Land hervorragende natürliche Voraussetzungen für die Produktion von grünem Wasserstoff und den Export des Energieträgers nach Zentraleuropa. Das Land hat eine der höchsten Sonneneinstrahlungen weltweit. Es verfügt außerdem über eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur, die es mit Europa verbindet und die in Zukunft alternativ für den Transport von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten genutzt werden könnte. Angesichts der rückläufigen Gasproduktion und des steigenden Energieverbrauchs des Landes könnte Wasserstoff dazu beitragen, die Energiesicherheit Algeriens zu erhöhen, seinen Energiemix zu diversifizieren, kohlenstoffintensive Sektoren zu dekarbonisieren und die Verpflichtungen des Landes zur Bekämpfung des Klimawandels zu erfüllen. Allerdings ergeben sich aus den potenziellen Investitionen in eine Wasserstoffwirtschaft mehrere wirtschaftliche, technische und vor allem politische Herausforderungen. Es mangelt weitgehend an industrieller Entwicklung und Diversifizierung sowie an einem starken Privatsektor. Institutionelle und marktwirtschaftliche Reformen sind notwendig, um die Transparenz zu erhöhen, den Markteintritt zu fördern und gleiche Wettbewerbsbedingungen für inländische und internationale Investoren entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu schaffen. Vor allem aber scheint der Übergang von einer auf fossilen Brennstoffen basierenden Wirtschaft zu einem neuen Modell mit ungewisser Rentabilität für die verschiedenen Machtzentren in Algerien, wie die Wirtschaftseliten und die staatlichen Öl- und Gasunternehmen, eine riskante Entscheidung zu sein (Aboushady und Jaroudi 2024).

3.4 Der nationale H₂-Markthochlauf wird wesentlich von transnationalen Faktoren geformt.

Die Wasserstoffwirtschaft ist ein neuartiges großtechnisches System, das in vieler Hinsicht Koordination zwischen nationalen und internationalen Prozessen erfordert. Gerade in Bezug auf **Technologieverfügbarkeit** ist die Abhängigkeit vom Ausland aus Sicht der meisten Exportländer sehr hoch. Neben etablierten Technologien (wie in der Produktion von Erneuerbaren) sind innovative Verfahren (wie die Elektrolyse) notwendig, deren Entwicklung sich bisher auf Industrienationen wie Deutschland, den USA und China begrenzt. Daher wurden im Rahmen von HYPAT mit Hilfe eines neuen, globalen und multiregionalen Kostenoptimierungsmodells kostenoptimale Transformationspfade der Wasserstoffwirtschaft für eine Vielzahl von Szenarien untersucht. Der Fokus der Analyse lag hierbei auf der Betrachtung der sich langfristig

etablierenden Produktionstechnologien sowie der resultierenden internationalen Handelsstrukturen. Die Resultate zeigen zum einen, dass die Geschwindigkeit des technologischen Fortschritts bei Elektrolyseuren ein zentraler Faktor für die Kostendegression von grünem Wasserstoff ist. Zum anderen weisen sie auf die Bedeutung von Spillover-Effekten zwischen unterschiedlichen Regionen hin, z. B. zwischen Industrie- und Entwicklungsländern. Spillover-Effekte treten auf, wenn eine Region von den Erfahrungsgewinnen einer anderen Region bei der Nutzung einer Technologie profitiert und dadurch selbst niedrigere Kosten erzielt. Dieses Phänomen ist in der Literatur gut dokumentiert und auch für die Wasserstoffwirtschaft von großer Bedeutung, da wirtschaftlich weniger entwickelte Produktionsländer voraussichtlich Unterstützung beim Aufbau einer Wasserstoffproduktion benötigen. In Szenarien ohne Spillover-Effekte etablieren sich Regionen mit guten erneuerbaren Potentialen, aber schwächerer ökonomischer Entwicklung, wie zum Beispiel Latein Amerika oder Afrika, nicht als Exporteure, da der notwendige Zugang zu kostengünstigen Elektrolyseuren fehlt und diese Regionen durch eigene Forschung und Entwicklung keine wettbewerbsfähigen Produktionskosten erreichen. Stattdessen entwickelt sich Asien zum dominanten Exporteur. Im realistischeren Szenario mit Spillover-Effekten hingegen spielen der mittlere Osten, Afrika und Latein Amerika als Exporteure eine wichtige Rolle, wie auch von der restlichen Literatur bestätigt.

Die Ergebnisse der Modellanalysen unterstreichen somit die Bedeutung der Technologieverfügbarkeit für potenzielle Exportländer deutlich und spiegeln sich auch in den qualitativ-empirischen Potenzialstudien zu Entwicklungs- und Schwellenländern wider.

Keines der in die vertiefenden Untersuchungen einbezogenen Länder ist in der Lage, den Wasserstoffhochlauf eigenständig voranzutreiben. Vielmehr bedarf es der Kooperation mit Akteuren in anderen Ländern und teilweise Weltregionen. Einige der untersuchten Länder verfügen über das technologische Know-how, um große Solar- und Windparks aufzubauen, mit denen Elektrolyseure mit erneuerbaren Energien versorgt werden können. Dies kann in wenigen Fällen auf Basis eigenentwickelter Technologie geschehen, häufig aber werden die Anlagen im Ausland zugekauft. Alle untersuchten Länder müssten Elektrolyseure von internationalen Anbietern einkaufen, da sie zu Eigenentwicklungen oberhalb des Labormaßstabs noch nicht in der Lage sind. Grundsätzlich gibt es eine große Zahl von Anbietern von Elektrolyseuren aus verschiedenen Lieferländern, beispielsweise Norwegen, China oder Deutschland. Bislang sind die Kosten für Elektrolyseure inklusive der Balance of Plant allerdings noch sehr hoch. Dies gilt insbesondere für kleine Einheiten. Ob und wie rasch es zu einer Kostendegression kommt, hängt u. a. davon ab wie rasch der Wasserstoffhochlauf global erfolgt. Damit in Zusammenhang steht die Frage, welches Produktionsmodell die Anbieter verfolgen. Bislang werden Elektrolyseure auf die spezielle Nachfrage der Kunden hin gefertigt. Eine Serienfertigung und rohstoffsparender technologischer Fortschritt könnten die Stückkosten deutlich reduzieren.

Neben der Technologieverfügbarkeit stellt auch die Finanzierung für viele Länder eine erhebliche Hürde dar, die nur mit internationaler Unterstützung und ausländischen Direktinvestitionen überwunden werden kann. In einigen der untersuchten Länder (wie etwa Costa Rica oder Uruguay) befinden sich Wasserstoffprojekte noch in der Phase der Pre-feasibility oder Feasibility Studien, Gespräche oder Verhandlungen mit internationalen Projektentwicklern und Investoren über konkrete Vorhaben laufen. Ob sie tatsächlich umgesetzt werden, ist (mit Ausnahme von Namibia) noch sehr unsicher. Endgültige Investitionsentscheidungen (*Final Investment Decisions*, FID) stehen noch aus. Ob und wann FID getroffen werden, wurde über den Untersuchungszeitraum nicht deutlicher.

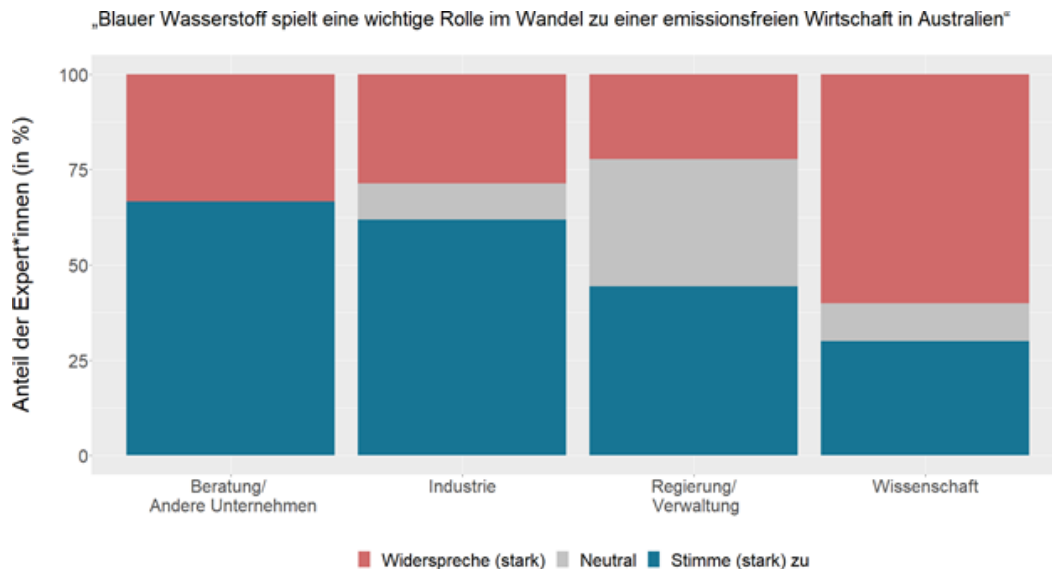
Eine ganze Reihe von Marktunsicherheiten verhindern aus Sicht von befragten Experten positive Bescheide. So ist die Frage noch nicht beantwortet, wann und wie große Mengen an Wasserstoff und/oder Derivaten (Ammoniak, Methanol) sicher und kosteneffizient international gehandelt

werden können. Eine weitere Unsicherheit wird darin gesehen, welche Preise die Abnehmer auf den großen Märkten zu zahlen bereit sind, zumal, wenn Kosten für die Konversion zu Derivaten und eventuell Rekonversion zu elementarem Wasserstoff anfallen.

Insbesondere ist die Rolle von alternativen Produktionsrouten, vor allem blauem Wasserstoff, im Markthochlauf offen. In den vertiefenden Studien zu Entwicklungs- und Schwellenländern wurde deutlich, dass die meisten Länder auf grünen Wasserstoff fokussieren, weil die Signale aus Deutschland und Europa lange Zeit eine deutliche Präferenz hierfür zeigten. Fünf der vertieft untersuchten Länder geben in ihren nationalen Strategien aber auch an, für blauen Wasserstoff aus Erdgas bzw. Kohle und andere Produktionsrouten offen zu sein (siehe Abbildung 24). Die Länder sind dabei insbesondere für die Verwendung im Inland "farbagnostisch", was zur Entstehung von „H2-Tandemmärkten“, mit unterschiedlichen Wasserstofffarben für die in- und ausländische Nachfrage, führen kann. Länder wie Brasilien und Argentinien möchten auch gezielt ihre komparativen Ressourcenvorteile nutzen und die Erschließung vorhandener Erdgasquellen mit neuen Absatzmöglichkeiten kombinieren.

Die Ambivalenz in Bezug auf Produktionsrouten spiegelt sich auch in der Studie zu Australien wider. Anhand einer Expertenbefragung wurden Erwartungen verschiedener Stakeholder*innen hinsichtlich des Hochlaufs und Exports von Wasserstoff mit Fokus auf die wichtigsten Hürden und Politikinstrumente erfasst und verglichen. Die Studie umfasste Interviews mit 47 hochrangigen Expert*innen aus der Industrie, weiteren Unternehmen, Wissenschaft, Politik und Verwaltung. Die Expertenbefragung ergab, dass die Rolle von blauem Wasserstoff für die dortige Energiewende unter Stakeholdergruppen noch umstritten ist. Wie in Abbildung 24 dargestellt, ist die Zustimmung zu der Aussage, dass blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle auf dem Weg zu einer emissionsfreien Wirtschaft spielt, am höchsten unter Vertreter*innen des Privatsektors. Expert*innen aus der Wissenschaft zeigen sich im Gegensatz dazu am skeptischsten, während sich Personen aus Regierung und Verwaltung dazwischen positionieren.

Abbildung 24: Wahrgenommene Bedeutung von blauem Wasserstoff nach Stakeholdergruppe

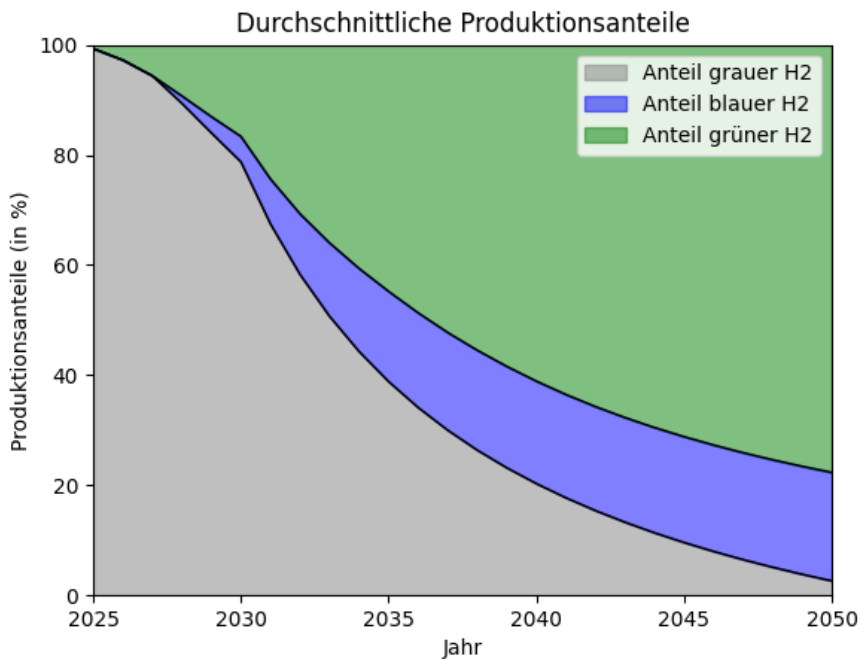


Quelle: Eigene Darstellung

Die Modellanalyse zeigte außerdem, dass grüner Wasserstoff in den meisten untersuchten Szenarien die dominante Produktionstechnologie darstellt, und dass diese Dominanz relativ robust gegenüber Veränderungen wichtiger techno-ökonomischer Parameter ist (siehe Abbildung 25). Dennoch ist blauer Wasserstoff insbesondere in Weltregionen mit günstigen

Gaspreisen eine kosteneffiziente Alternative. In realistischen bis optimistischen Szenarien fungiert er daher als Brückentechnologie. In Szenarien mit hohen Preisen für erneuerbare Energie und langsamer technologischer Entwicklung von Elektrolyseuren kann blauer Wasserstoff sogar langfristig die kostenoptimale Produktionstechnologie sein. Wie in Abbildung 25 dargestellt, repräsentiert blauer Wasserstoff im Durchschnitt aller betrachteten Szenarien im Jahr 2050 ca. 20 % der weltweiten Wasserstoffproduktion.

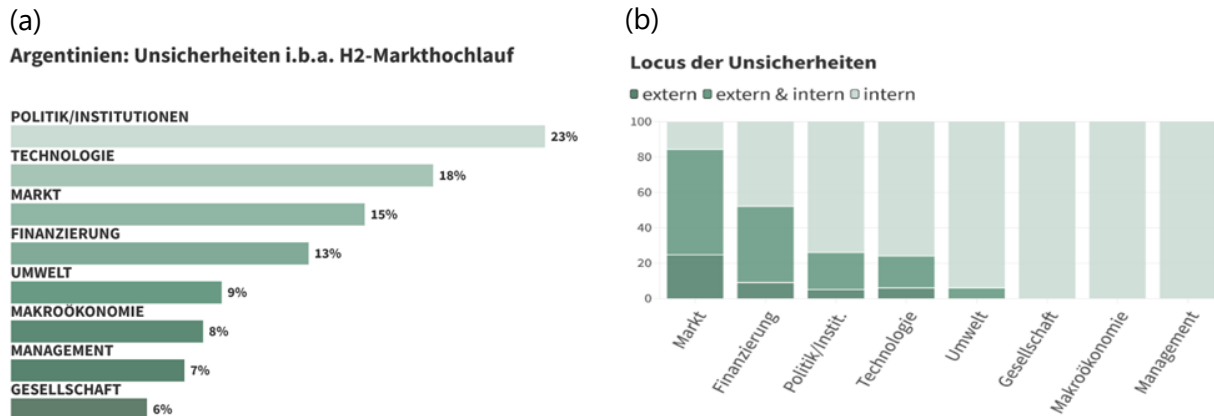
Abbildung 25: Durchschnittlicher Anteil unterschiedlicher Produktionstechnologien



Quelle: Eigene Darstellung

Was **politische Faktoren** betrifft, verdeutlicht eine Studie zu Argentinien und Uruguay in Bezug auf Unsicherheiten im Markthochlauf von grünem Wasserstoff – in deren Rahmen unter anderem 75 Stakeholder*innen befragt wurden – die Herausforderungen auf politischer und institutioneller Ebene. Gerade in Argentinien hat der Regierungswechsel im November 2023 unter Akteur*innen zu großen Unsicherheiten geführt, die die Unwägbarkeiten auf Technologie-, Markt- und Finanzierungsebene verstärken (siehe Abbildung 26(a)). Wechselhafte politische Ausrichtungen und fehlerhafte oder instabile Institutionen beeinflussen in- und ausländische Investoren stark in ihrem Entscheidungsverhalten.

Abbildung 26: Unsicherheiten im Markthochlauf von grünem Wasserstoff in Argentinien.



Quelle: Eigene Darstellung

Wie Abbildung 26 (b) außerdem zeigt, werden viele der oben genannten Unsicherheiten als extern wahrgenommen. Insbesondere sieht ein Großteil der Befragten die Nachfrage und Finanzierung des Markthochlaufs klar in internationaler Hand.

Darüber hinaus werden ein umfassendes regulatorisches Rahmenwerk und ein konsistentes, harmonisiertes Zertifizierungssystem in allen untersuchten Ländern als zentrale Maßnahme – und bisher fehlendes Element – beim Aufbau einer nationalen und globalen Wasserstoffwirtschaft bewertet.

Eine wichtige Bedeutung wird insbesondere der Wasserstoffdiplomatie zugeschrieben: So zeigt beispielsweise die Expertenbefragung in Australien auf, dass bestehende Beziehungen in Form von Energiepartnerschaften, Wirtschaftsabkommen, Handelsbeziehungen und Unternehmenskooperationen neben einer hohen Zahlungsbereitschaft die wichtigsten Kriterien bei der Wahl der Importländer sind. Diese Ergebnisse spiegeln sich auch in den anderen vertieften Länderstudien wider.

Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom November 2023 zum Klima- und Transformationsfonds (KTF) hat nicht nur aus Sicht der Exportländer zur politischen Unsicherheit auf internationaler Ebene beigetragen, sondern auch den Spielraum der Bundesregierung deutlich eingeschränkt, den Markthochlauf mit öffentlichen Mitteln zu unterstützen.

3.5 Vielfältige Wechselwirkungen zwischen nationalen Energiewenden und internationalen Wasserstoff-kooperationen sind zu beachten.

Im Rahmen von HYPAT wurden auch mögliche Wechselwirkungen zwischen den nationalen Energiewenden und dem Aufbau einer (zumindest teilweise) exportorientierten Wasserstoffwirtschaft untersucht und wichtige Aspekte dieser Wechselwirkungen aufgezeigt. Das globale Ziel eines Einstiegs in die Wasserstoffwirtschaft muss stets im Auge behalten werden: Grüner Wasserstoff soll zu einer Senkung der globalen CO₂-Emissionen beitragen. Dazu muss sichergestellt werden, dass der grüne Wasserstoff tatsächlich und in einer breiten Betrachtungsperspektive (weitestgehend) CO₂-neutral produziert wird. Das bedeutet in der Konsequenz auch, dass Emissionsminderungen in den Ländern, die grünen Wasserstoff für ihre Energiewende importieren, nicht zu Lasten der Energiewende in den Exportländern gehen dürfen,

d. h. es muss sichergestellt werden, dass die Energiewende in den Exportländern nicht behindert, sondern unterstützt wird. Dies ist auch eine Anforderung, die sich in der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie wiederfindet.

Die Klärung der Rolle von Wasserstoff in der jeweiligen nationalen Energiewende steht in vielen Ländern noch am Anfang. Sich stärker der Chancen und Risiken bewusst zu sein, ist ein erster Schritt, um diese in der weiteren Ausgestaltung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Chancen müssen aktiv erschlossen werden und Risiken aktiv gemanagt werden – für beides ist eine proaktiv steuernde Politik unabdingbar.

Grundsätzliche Empfehlungen, die im Rahmen von HYPAT-Ergebnissen abgeleitet werden können, umfassen folgende Aspekte:

Es muss vermieden werden, dass Wasserstoffprojekte, insbesondere wenn sie für den Export bestimmt sind, zu einer Verdrängung oder Verschiebung von bereits geplanten Energiewendeprojekten oder zu schwindender Akzeptanz für die Energiewendestrategie im eigenen Land führen. Auch muss vermieden werden, dass die lokalen Treibhausgasemissionen durch eine exportorientierte Wasserstoffwirtschaft ansteigen, z. B. wenn durch die Nutzung von Netzstrom der zusätzliche Strombedarf über fossile Energieträger gedeckt wird.

Der Aufbau von Kapazitäten und Ausbildungsprogrammen für erneuerbare Energien muss die Bedarfe für die lokalen Energiewenden und den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft gleichermaßen berücksichtigen. Der eine Bereich darf nicht zulasten des anderen gehen. Entsprechendes gilt auch für den Aufbau von Ressourcen für Verwaltungs- und Genehmigungsprozesse oder für die politische Steuerung und Regulierung des Sektors.

Der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft kann erhebliche Einflüsse auf das lokale Stromsystem haben. Diese sind häufig nur durch spezifische Netz- und Wasser-Betriebssimulationen abzuschätzen. Es kann sinnvoll sein, solche Simulationen bei der Planung von exportorientierten Wasserstoffprojekten zur systematischen Analyse der Auswirkungen auf das lokale Stromsystem zu fordern.

Negative Auswirkungen auf die lokale Netzinfrastruktur können bei der Planung von exportorientierten Wasserstoffprojekten zwar durch Insellösungen zunächst umgangen werden. Mittel- bis langfristig sollten Wasserstoffproduktion und -nutzung jedoch in das lokale Energiesystem integriert und daher explizit adressiert werden und in die Netzausbauplanung einfließen.

Die Nutzungsoptionen für grünen Wasserstoff müssen realistisch eingeschätzt werden. Entsprechende Analysen und Abwägungen sind in vielen Ländern bereits Teil des Prozesses zur Formulierung nationaler Wasserstoffstrategien. Da der Markt für grünen Wasserstoff und wasserstoffbasierte grüne Produkte noch im Entstehen ist, müssen diese Analysen kontinuierlich fortgeschrieben und angepasst werden.

In internationalen Kooperationen zur Förderung des Einstiegs in die Wasserstoffwirtschaft (sog. „Internationale Wasserstoffkooperationen“) sollten die in diesem Papier skizzierten Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Dies ist auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie so verankert, welche besagt, dass die Produktion von grünem Wasserstoff in Entwicklungsländern als Impulsgeber genutzt werden soll, um in diesen Staaten den schnellen Aufbau von Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien voranzutreiben, die wiederum auch den lokalen Märkten zugutekommen (Bundesregierung, 2020).

Im Rahmen dieser Studie konnte nur eine begrenzte Anzahl von Aspekten berücksichtigt werden. Zudem konnten die länderspezifischen Interviews nur Schlaglichter auf die Themen werfen und

erheben nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Insbesondere sollten die länderspezifischen Analysen der Wechselwirkungen fortgeführt und vertieft werden und Ergebnisse in die Entwicklung nationaler Wasserstoff- und Energiewendestrategien und deren Fortschreibungen einfließen. Auch im Rahmen der internationalen Diskussion zu Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierung dürfen diese Wechselwirkungen nicht ausgeblendet werden. Dies erhöht die Komplexität, trägt aber dazu bei, dass der Einstieg in eine grüne Wasserstoffwirtschaft wirklich nachhaltig ist und in der globalen Perspektive auch tatsächlich zu signifikanten Treibhausgasemissionsminderungen beiträgt.

In Vespermann et al. (2023) finden sich ausführliche Informationen hierzu.

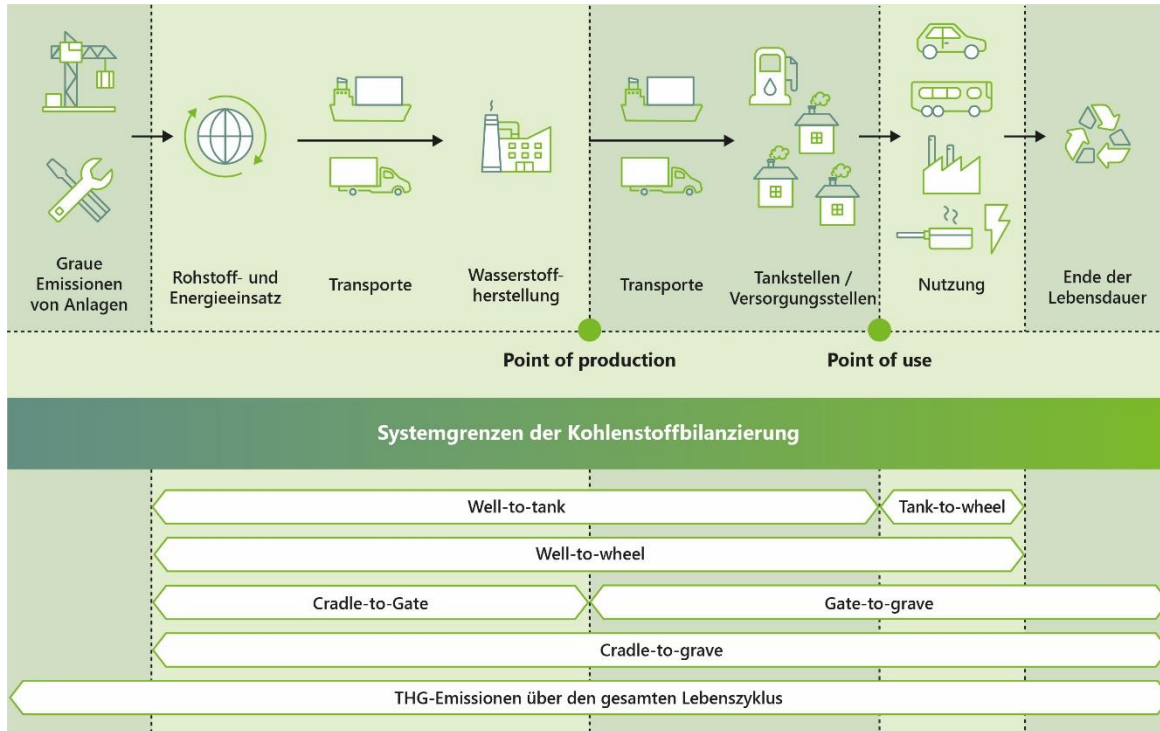
3.6 Unter Nachhaltigkeitsaspekten sind eine Reihe an Punkten zu betrachten.

Das Thema der Nachhaltigkeit von Wasserstoff und seinen Derivaten wird breit diskutiert und ist u. a. für die Akzeptanz sehr bedeutsam. Verschiedene nationale und internationale Regulierungsaktivitäten finden derzeit statt. Auf der Basis von Literaturlauswertungen und eigenen Analysen wird dieses Thema behandelt.

Im Rahmen von HYPAT wurde von den Projektpartnern frühzeitig damit begonnen, ein Hintergrundpapier zu den Nachhaltigkeitsaspekten von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten zu schreiben (siehe Thomann et al. 2022).

In HYPAT werden neben den Energiequellen weitere Kriterien, wie beispielsweise der Wasserbedarf, die Landinanspruchnahme, CO₂-Quellen und soziale Belange analog zu den «Sustainable Development Goals» (SDGs) der Agenda 2030 betrachtet. Zusätzlich zu den Herstellungsprozessen von Wasserstoff und Syntheseprodukten werden auch vor- und nachgelagerte Prozesse angeschaut. Zu den vorgelagerten Prozessen zählen zum Beispiel der Rohstoffabbau, aber auch die Herstellung und der Aufbau der notwendigen Infrastruktur wie den Elektrolyseanlagen oder dem Bau von Tankschiffen für den Transport der Produkte. Zu den nachgelagerten Prozessen zählen u. a. die Emissionen durch die Nutzung der Produkte und der Rückbau der Erzeugungsanlagen. Damit soll in HYPAT der gesamte Lebenszyklus von Wasserstoff und Syntheseprodukten betrachtet werden, siehe Abbildung 27.

Abbildung 27: Betrachtungsgrenzen für die Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten



Quelle Velazquez Abad et al. (2020)

Zur Stromerzeugung für nachhaltigen grünen Wasserstoff kommen ausschließlich erneuerbare Energien in Frage, so wie es die Nationale Wasserstoffstrategie auch vorsieht. Dabei ist sicherzustellen, dass

- 1) die eingesetzten Erzeugungsanlagen geringe negative Umweltwirkungen haben. Nicht akzeptabel wären zum Beispiel die Vernichtung von Biotopen (Großwasserkraftwerke) oder Schäden an marinen Säugetieren (ohne Schallschutzmaßnahmen gegründete Offshore-Windkraftenergieanlagen)
- 2) der erneuerbare Strom grundsätzlich in Anlagen erzeugt wird, die eigens für die Wasserstoffproduktion errichtet wurden
- 3) dass die Energiewende in den Partnerländern unterstützt wird und Wasserstoffprojekte sozialverträglich umgesetzt werden.

Aus Sicht der Nachhaltigkeit wird als Option zur Erzeugung von grünem und nachhaltigem Wasserstoff mittel- und langfristig einzig die Elektrolyse gesehen. Laut Nationaler Wasserstoffstrategie (NWS) muss der Strom dazu aus erneuerbaren Energien (EE) stammen, die Nutzung fossiler Energieträger oder von Atomenergie ist auszuschließen. Dabei ist sicherzustellen, dass die eingesetzten EE-Erzeugungsanlagen geringe negative Umweltwirkungen haben. Die für die Wasserstoffproduktion nötigen EE-Anlagen sind zusätzlich zu errichten (zeitlich und geographisch möglichst nahe an der Wasserstoffproduktion). Dieses Kriterium der «Zusätzlichkeit» gilt als wichtige Voraussetzung, um die Energiewende eines Produktionslandes zu unterstützen. Dazu gehört auch der Zugang der Bevölkerung zur Stromversorgung in den Produktionsländern.

Weitere relevante Umweltauswirkungen sind der Wasser- und Flächenbedarf. Die Wasserverfügbarkeit sollte für Standorte zur Wasserstoffproduktion hoch sein; in ausgewiesenen Schutzgebieten sollten keine Anlagen entstehen. Dabei sollte auch die Erhaltung der biologischen

Vielfalt beachtet werden. Unter sozialen Aspekten dürfen keine negativen Auswirkungen auf die Bevölkerung z. B. bzgl. Energie- und Trinkwasserversorgung, Ernährungssituation oder Gesundheit erfolgen. Ziel sollte die Schaffung einer Win-win-Situation sein, bei der qualifizierte Arbeitsplätze unter Einhaltung der Kernarbeitsnormen der Internationalen Arbeitsorganisation ILO in den Exportländern entstehen und die Akzeptanz in Exportländern hoch bleibt, obwohl die Importländer strikte Nachweise für den nachhaltigen Wasserstoff fordern.

Von den Syntheseprodukten ist besonders Ammoniak wegen seiner Giftigkeit, seines hohen Eutrophierungs- und Versauerungspotenzials sowie seiner Feinstaubbildung aus Umweltsicht problematisch. Deshalb und vor dem Hintergrund vorliegender internationaler Reduzierungsabkommen sollte die Nutzung von Ammoniak durch eine ganzheitliche ökologische Bewertung überprüft werden.

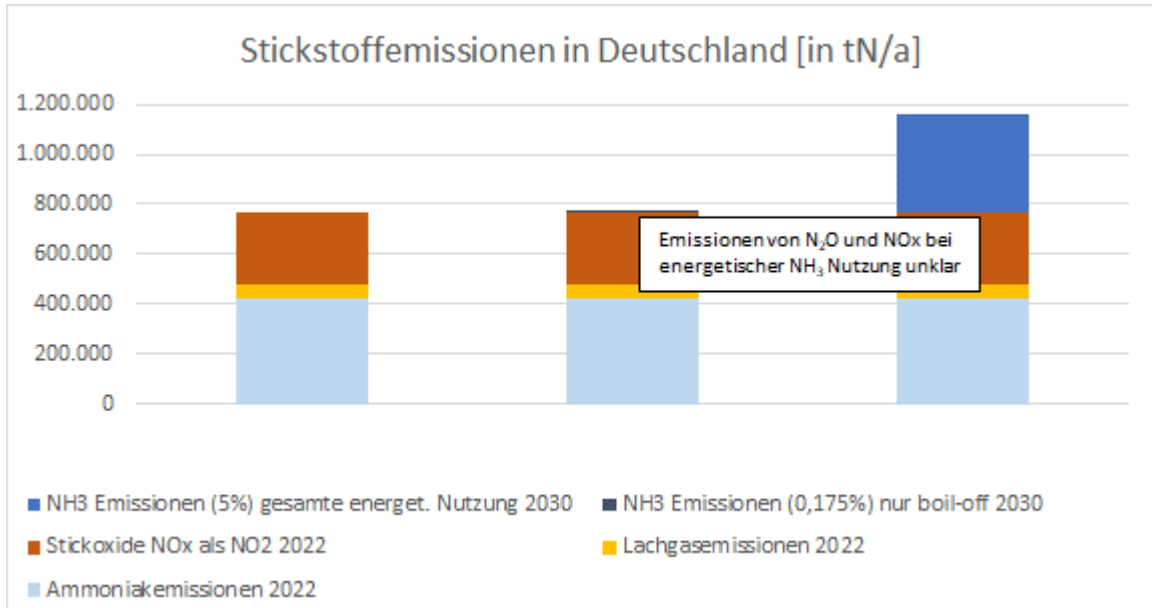
Umwelteffekte der Ammoniakwirtschaft unklar

Ammoniak wirkt schon in geringen Konzentrationen reizend, in höheren Konzentrationen ätzend auf Schleimhäute, insbesondere der Augen und der Atemwege¹. Aufgrund des stechenden Geruchs sind tödliche Vergiftungen aber selten. Auf Wasserlebewesen wirkt Ammoniak stark toxisch (Wassergefährdungsklasse 2). Bei Ammoniumsalzen sind die aquatischen Toxizitäten um etwa zwei Zehnerpotenzen geringer. Ammoniak bildet als Luftschadstoff sekundäre anorganische Aerosole (SIA) und ist damit eine Quelle für Feinstaub. Damit tragen Ammoniakemissionen zu den zehntausenden Todesfällen pro Jahr in Deutschland durch Feinstaub bei.

Derzeit ist die Datenlage zu Stickoxid- und Lachgas-Emissionen beim Nutzen von Ammoniak als Energie- oder Wasserstoffträger sehr schlecht, wie Tomos et al. (2024) referieren. Das führt dazu, dass in vielen Ökobilanzen als Wirkungskategorie nur das Treibhausgaspotential berechnet wird. So stellen Bicer et. Dincer (2018) fest, dass Ammoniak als Schiffskraftstoff 67 % der Treibhausgasemissionen einspart. Chalaris et al., (2022) untersuchen grünes und blaues Ammoniak und sehen Reduktionen von GWP-Emissionen bis zu 83 % bzw. 57 % gegenüber konventionellen Kraftstoffen. Sie weisen aber immerhin auch auf die Unsicherheiten innerhalb des Ökobilanzmodells hin, da es keine bestehenden Ammoniak-Schiffsmotoren mit Primärdaten gibt und evtl. Lachgas bei der Verbrennung entsteht. Wolfram et al. (2022) erörtern dieses Thema und weisen darauf hin, dass die Nebenprodukte der Ammoniakverbrennung (wie Nitrate und Lachgas) das Potenzial haben, alle positiven Umweltauswirkungen der Ammoniakverbrennung im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Brennstoffen auszuhebeln.

Zum gleichen Schluss kommen Bertagni et al., (2024), die in ihrer Studie vor allem auf den globalen Stickstoffkreislauf eingehen. Sie weisen darauf hin, dass eine umfangreiche Ammoniakwirtschaft (mit 30 EJ/a) bei einer Verlustrate von 5 % pro Jahr 65 Mio. t Stickstoff emittiert, was 50 % der derzeitigen Düngemittelproduktion entspräche. Die Autoren fordern ein vorsichtiges Handeln in der neuen Ammoniakwirtschaft. Unter der Annahme, dass im Jahr 2030 die Hälfte des Wasserstoffs als Ammoniak nach Deutschland gelangt und der Verlustrate von 5 % würden sich die Ammoniakemissionen für Deutschland verdoppeln, siehe folgende Abbildung 28. Damit wären die NH₃-Emissionen in einer Größenordnung wie ca. 1990 zur Zeit des Waldsterbens (UBA, 2002).

Abbildung 28: Stickstoffemissionen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung

Studien zur Ammoniaknutzung im Vergleich zu anderen Energieträgern sind vollkommen sinnfrei, wenn Wirkungskategorien gar nicht betrachtet werden, die für NH₃ hoch relevant sind. Das sind vor allem das Versauerungspotenzial mit 1,88 kg SO₂-Äquivalenten pro kg und das Eutrophierungspotenzial (EP) mit 0,33 PO₄-Äquivalenten pro kg. Das Ammoniak ein GWP von 0 ist nur eine Seite der Medaille, wichtiger und viel sinnvoller sind Analysen der Versauerungs- und Eutrophierungseffekte bei Herstellung, Transport und Nutzung des Ammoniaks.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen für die deutsche Politik

4.1 Deutschland sollte mit Importnationen innerhalb und außerhalb der EU kooperieren

Global sind nur wenige Länder auf größere Importmengen von Wasserstoff und seiner Derivate angewiesen (Vgl. Kapitel 2.5). Deutschland ist bezüglich seiner Importe stark abhängig von anderen Ländern und ihrem Handeln. Innerhalb der EU gehört es zu den wenigen künftigen Importländern, was sowohl Wasserstoff als auch seine Derivate betrifft. Internationale Kooperation zwischen Importnationen ist notwendig, um die Marktmacht der Nachfrageseite zu erhöhen und von Skaleneffekten zu profitieren.

Derzeit haben mögliche Importländer von Wasserstoff und Derivaten unterschiedliche Ansprüche, u. a. an Nachhaltigkeit. Verschiedene Anforderungen oder Grenzwerte von Seiten der Nachfrager (z. B. nur grüner Wasserstoff und kein blauer) können den Markt verkleinern. Dies erhöht die Gefahr, dass Marktmacht auf der Angebotsseite entsteht und strategisch genutzt wird, um höhere Preise zu setzen.

Eine grenzübergreifende Abstimmung zu Zertifizierung und Standards im Wasserstoffbereich kann entsprechend Marktfragmentierung vorbeugen, Marktliquidität sichern und den Aufbau eines internationalen Marktes unterstützen. Harmonisierte Zertifizierung ist auch ein wichtiges Instrument, um Unsicherheiten in den Exportländern abzubauen. So wurde ein konsistentes harmonisiertes Zertifizierungssystem als wichtigste politische Maßnahme zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in einer groß angelegten Expertenbefragung in Australien im Rahmen von HYPAT bewertet.

Daneben können durch internationale Kooperation Skalierungs- und Kostenvorteile erschlossen werden. Viele Länder erreichen die niedrigsten Wasserstoffexportkosten erst ab einer kritischen Exportmenge (~100 TWh/Jahr in 2050). Innerhalb Europas und global ist es deshalb ratsam, internationale Handelsallianzen zu etablieren, damit Wasserstoff das kritische Handelsvolumen für einen wirtschaftlichen Transport erreicht und den Nachteil der hohen Kosten bei geringen Mengen überwindet.

Weitere Einzelheiten sind Wietschel et al. (2024) zu entnehmen.

4.2 Deutschland sollte sich für Förder- und Kooperationsmechanismen zwischen europäischen Staaten mit Exportpotenzialen & Importbedarfen einsetzen.

Innerhalb Europas bestehen hohe, aber ungleich verteilte Erneuerbaren-Potenziale. Der Aufbau von Wasserstoffpartnerschaften innerhalb Europas / der EU eröffnet Chancen, Wasserstofflieferketten nach Deutschland aktiv zu diversifizieren. Allerdings sind Investitionen und Fördermittel bislang stark auf einzelne Staaten (insbesondere Deutschland und Frankreich) fokussiert. Deutschland sollte sich daher auf EU-Ebene und bei den Mitgliedsstaaten für Folgendes einsetzen:

- Höhere EU-Subventionen für Wasserstoffprojekte etablieren, sowohl bezogen auf Produktion als auch auf (prioritäre) Anwendungen: Um die derzeitige Tendenz auszugleichen, dass

Investitionen in erneuerbaren Wasserstoff eher in Ländern mit hoher Steuerkapazität als mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien getätigt werden, wäre die Einführung konsolidierter, groß angelegter Finanzierungsregelungen auf EU-Ebene hilfreich, sowohl zur Unterstützung der Wasserstoffherzeugung als auch der Wasserstoffnutzung. Dies könnte insbesondere in Form der geplanten Versteigerungen von erneuerbarem Wasserstoff (auf der Angebotsseite) und von Verträgen über Kohlenstoffdifferenzen (CCfD) (auf der Nachfrageseite) geschehen. Dies könnte auch spezielle Auktionen für strukturell benachteiligte Regionen umfassen.

- Grenzüberschreitende Auktionen für grünen H₂ ermöglichen: Eine weitere Möglichkeit, Investitionen in Mitgliedstaaten und Regionen mit einem hohen Potenzial an erneuerbaren Energien, aber relativ begrenzten Steuerkapazitäten zu lenken, könnten grenzüberschreitende Auktionen für erneuerbaren Wasserstoff sein. Bei der anstehenden Überarbeitung der EU-Governance-Verordnung, die bereits den Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien für die grenzüberschreitende Finanzierung von Strom aus erneuerbaren Energien enthält, könnte ein entsprechendes System für erneuerbaren Wasserstoff eingeführt werden. Unter anderem könnten die Mitgliedstaaten grenzüberschreitende Auktionen mit anderen EU-Mitgliedstaaten durchführen, um ihre nationalen RFNBO⁸-Quoten zu erfüllen.
- Nationale Ausbauzielpläne für Elektrizität aus erneuerbaren Energien in allen EU-Staaten etablieren: Es ist auch wichtig, dass – parallel zu den Investitionen in erneuerbaren Wasserstoff – generell die Investitionen in erneuerbare Energien beschleunigt werden. Um dies zu gewährleisten, könnte die EU ein System nationaler Zielvorgaben für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einführen, einschließlich jährlicher Zwischenziele, die mit dem Weg der EU zur Klimaneutralität bis 2050 vereinbar sind. In einem ersten Schritt könnte ein solches harmonisiertes Zielsystem freiwillig bleiben und als Grundlage für die Gewährung von Ausnahmen von den Zusätzlichkeitsanforderungen für jene Länder dienen, die ihre Zwischenziele für erneuerbare Energien erreichen oder übertreffen.
- Entwicklung von bilateralen oder regionalen Wasserstoffpartnerschaften zwischen H₂-Überschuss- und H₂-Defizit-Ländern in der EU („Wasserstoff-Allianz“ bilden): Die Einrichtung bilateraler oder regionaler Wasserstoffpartnerschaften könnte zur Vertiefung der innereuropäischen Zusammenarbeit beitragen, insbesondere zwischen potenziellen Überschuss- und Defizitländern. Erstens könnten solche Partnerschaften den Wissensaustausch und das gegenseitige Lernen erleichtern. Zweitens könnten solche Partnerschaften als Grundlage für die Vereinbarung einer Aufteilung zwischen importierenden und exportierenden Ländern bei der Anrechnung der Nutzung von RFNBOs auf die Erfüllung der Ziele für erneuerbare Energien dienen. Solche Vereinbarungen würden es Mitgliedstaaten mit einem hohen Potenzial an erneuerbaren Energien ermöglichen, einen Beitrag zum EU-weiten Ausbau von Wasserstoff zu leisten und gleichzeitig die Erfüllung ihrer nationalen Quote zu unterstützen.

Für weitere Einzelheiten siehe Quitzow et al. (2023).

⁸ RFNBO: Renewable Fuels of Non-Biological Origin. (dt. Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs)

4.3 Exportländer und Aufbau internationaler Transportkapazitäten sollten aktiv unterstützt werden.

Kapitalkosten machen einen hohen Anteil der Kosten für Wasserstoff bzw. PtX-Projekte aus (siehe Kapitel 2.3). Zudem fallen hohe Investitionen für den Infrastrukturaufbau an, sodass die zu Beginn defizitäre Infrastruktur vorfinanziert werden muss. In einigen Entwicklungsregionen, wie beispielsweise der MENA-Region, steigen die Entwicklungskosten zusätzlich, z. B. durch politische Instabilitäten. Somit benötigen Investoren in Exportländern Zugang zu günstigen Finanzierungsbedingungen, um die guten Erneuerbaren-Potentiale finanziell lukrativ nutzen zu können.

Ein Lösungsansatz besteht in innovativen Finanzinstrumenten (z. B. Debt-for-Nature-Swaps, Global Environment Facility, Green Climate Fund) zur Finanzierung der Energiewende und von H₂-Projekten. Weiterhin kann auch nicht-finanzielle Kooperation die Erfolgsaussichten von H₂-Projekten erhöhen. Hierunter können Maßnahmen fallen, wie:

- Ausbildungsprogramme im Bereich der beruflichen Bildung,
- Stärkung der Fähigkeiten zu Technology Foresight und Technikfolgenabschätzung,
- Unterstützung bei der Entwicklung und Fortschreibung von Wasserstoffstrategien,
- die lokale Nutzung und Exportambitionen beleuchten oder
- Wissenschafts- und Technologiekoooperation unter Einbindung deutscher Forschungseinrichtungen.

Über eine solche Unterstützung gilt es Chancen in den Erzeugerländern aus dem Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarktes aktiv zu erschließen. Zum Beispiel kann der Ausbau von ans Netz angeschlossenen EE-Anlagen unter bestimmten Annahmen (vorhandene Übertragungsinfrastruktur, gute EE-Standorte bei den Exporthäfen) den lokalen Strompreis senken. Hingegen darf der Export von grünem Wasserstoff und Derivaten in den Erzeugerländern nicht zu Lasten der lokalen Energiewende gehen, z. B. durch Entnahme von Grünstrom aus dem Netz (falls Kapazitäten begrenzt bzw. keine Überschüsse vorhanden sind), Konkurrenz um gute Standorte, Schwinden der öffentlichen Akzeptanz von erneuerbaren Energien und so weiter.

Die Schaffung von internationalen Transportkapazitäten erfordert Zeit und Vorfinanzierung. Exportinfrastrukturen (insbesondere bestehende Pipelines) können zu Beginn nicht voll ausgelastet sein. Die Vorfinanzierung einer anfänglich unzureichend genutzten Transportinfrastruktur ist für die Steigerung der Exporte von entscheidender Bedeutung. Wenn die bestehende Pipeline-Infrastruktur in Bezug auf Menge und Größe geeignet ist, könnte die Umnutzung die kostenoptimale Lösung sein und erfordert weitere Analysen.

Mit der Errichtung oder Umwidmung von Untergrundwasserstoffspeichern im Exportland sollte frühzeitig begonnen werden. Unterirdische Wasserstoffspeicher können eine Schlüsselrolle bei der kostengünstigen Ausfuhr von H₂ und PtX spielen. Die Größe, die Nähe zu Exportpunkten oder erneuerbaren Energiequellen und der Grad der technischen Bereitschaft sind dabei entscheidend. Die Potenziale unterirdischer Speicher aus Salzkavernen, Aquiferen und erschöpften Gasfeldern sollten bestmöglich genutzt werden, um die Preise für den Wasserstoffexport zu senken, insbesondere bei großen Mengen. Der Um- oder Neubau von unterirdischen Speichern ist sehr zeitaufwändig. Es ist daher ratsam, so schnell wie möglich mit der Umwidmung oder dem Neubau entsprechender Speicher zu beginnen, damit diese bis spätestens 2050 in Betrieb genommen werden können (HYPAT Podcast 2024, Pieton et al. 2024b).

4.4 Es sollten die jeweiligen Spezifika (Anwendung und Infrastruktur) von H₂ und Derivaten beachtet und Anwendungen in No-Regret-Sektoren priorisiert werden.

Flüssiger und gasförmiger Wasserstoff sowie seine Derivate (eKerosin, Ammoniak, Methanol, Fischer-Tropsch-Crude) variieren hinsichtlich ihrer Anwendungsbereiche und Infrastrukturbedarfe. Bei Derivaten und flüssigem Wasserstoff (LH₂) wird voraussichtlich eher ein weltweiter Markt entstehen, wie es ihn bereits für die fossilen Produkte gibt. Bei gasförmigem Wasserstoff kann es zu großräumigen lokalen Märkten kommen. Zudem geht der Einsatz von LH₂ und Wasserstoffderivaten, welche als Wasserstofftransportvehikel fungieren, stets mit Umwandlungsverlusten einher. Daher sollte eine Importstrategie die verschiedenen Energie- oder Wasserstoffträger jeweils einzeln betrachten. Die Entwicklung von Ammoniak als H₂-Träger und PtX-Produkt sollte vorangetrieben werden, da dies kurz- und mittelfristig einem realistischsten Technologiepfad und kostengünstigstem PtX-Produkt (mit oder ohne Rückumwandlung) entspricht. Obwohl bezüglich seiner Umwelteffekte weiterhin Forschungsbedarf besteht (siehe hierzu Kapitel 3.6) kann Ammoniak durch seine Vielseitigkeit als eine sichere Wahl für zukünftige Energieexportländer angesehen werden. Allerdings sollte parallel die Entwicklung von LH₂-Technologien beschleunigt werden. LH₂ unterliegt derzeit nämlich noch der Einschränkung, dass die erforderlichen Technologien (Schiff, Verflüssigung) nicht in der erforderlichen Anzahl und Größe zur Verfügung stehen. LH₂ kann jedoch äußerst flexibel verschiedenen Anwendungsfeldern und damit Märkten zugeführt werden und wird mittel- bis langfristig voraussichtlich eine wichtige Rolle im Wasserstoffmarkt spielen.

Da Wasserstoff und Derivate kurz- bis mittelfristig noch knapp und in Deutschland auch längerfristig noch teuer sein werden (siehe Kapitel 2.7), sollten Anwendungsbereiche von Wasserstoff und Derivaten wohlüberlegt sein. Vor diesem Hintergrund sollten zur Verfügung stehende Mengen prioritär den No-Regret-Sektoren (Stahlindustrie, Chemie, internationale Flug- und Schifffahrt, Raffinerien, Energieerzeugung) zugeführt werden. Auch Förderprogramme sollten zunächst den Fokus eher auf die No-Regret-Sektoren legen. Allerdings bietet der Fokus auf No-Regret-Anwendungen auch gewisse Risiken. Da diese meist wenige große Stakeholder darstellen (Stahlindustrie, Chemieparks), kann eine Verzögerung in der Entwicklung dieser Abnehmer eine komplette Verzögerung des Wasserstoffmarkthochlaufs darstellen. Somit sollte eine Diversität auch auf Anwendungsseite dargestellt werden und Anwendungen gefördert werden, solange die Zahlungsbereitschaft mittelfristig realistisch ist (siehe zur preiselastischen Nachfrage Kapitel 2.7). In einer Markthochlaufphase muss eine Verbreiterung der Anwendung auch nicht zwangsläufig zu einer Preiserhöhung aufgrund von Verknappung führen, sondern kann auch eine starke Entwicklung auf der Angebotsseite hervorrufen.

Darüber hinaus scheint eine weitere Auseinandersetzung mit der möglichen (Teil-)Verlagerung von Wertschöpfung erforderlich. Wie die Auswertungen im Projekt gezeigt haben, wollen viele Exportländer höhere Anteile an Wertschöpfung erschließen. Importe von Zwischenprodukten wie Eisenschwamm oder Endprodukten (z. B. Ammoniak, Aromaten, Olefine) könnten günstiger sein als Wasserstoffimporte selbst. Eine solche Teilverlagerung der Wertschöpfung könnte Herausforderungen für die heimische Wirtschaft nach sich ziehen.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Grüner Wasserstoff wird künftig eine zentrale Rolle bei der Transformation der Industrie, des Verkehrssektors und der Energiewirtschaft hin zu Nachhaltigkeit und Klimaneutralität spielen. Deutschland wird allerdings einen Großteil des grünen Wasserstoffes samt Syntheseprodukten importieren müssen, da hierzulande auf der einen Seite erneuerbare Energiequellen nur begrenzt zur Verfügung stehen und auf der anderen Seite eine hohe Nachfrage besteht.

Vor diesem Hintergrund war die Zielsetzung des Projekts, einen globalen Wasserstoff-Potenzialatlas zu entwickeln. Dafür wurden erstmals umfassend mögliche Partnerländer Deutschlands für die kooperative Entwicklung einer zukünftigen grünen Wasserstoffwirtschaft inklusive der Bedeutung der Produktionsregionen für eine gesicherte, ökonomische und ökologisch nachhaltige Versorgung identifiziert. Für die detaillierte Erhebung der weltweiten techno-ökonomischen Potenziale und die Analyse der Wasserstoffketten wurden gekoppelte Energiesystemmodelle entwickelt und eingesetzt, die die Herstellung und die Infrastrukturen einschließlich der internationalen Transportoptionen sowie die Nachfragen detailliert abbilden.

Die Analysen schlossen die Bedürfnisse der Partnerländer ein. Letztere umfassen die nachhaltige Deckung der eigenen Energienachfrage, das Erreichen eigener Klimaziele und das Einhalten spezifischer Nachhaltigkeitskriterien für die Wasserstoffwirtschaft in den Partnerländern. Weiterhin wurden die Fähigkeiten der Länder, solche kapital- und technologieintensiven Anlagen zu errichten, analysiert. Ebenso wurden die sich für diese Länder ergebenden Chancen erhoben sowie Akzeptanz- und Stakeholderanalysen durchgeführt.

Dem sich hieraus ergebenden Angebot an Wasserstoff- und Syntheseprodukten wurde dann die weltweite Nachfrage der Importländer gegenübergestellt. Dabei wurde Wert darauf gelegt zu analysieren, wie sich künftig Wasserstoffmärkte etablieren und welche Marktpreise von Wasserstoff künftig erwartet werden können. Auf der Basis der Analysen wurden Politikempfehlungen für die Entwicklung einer nachhaltigen Importstrategie für Deutschland gegeben.

Somit wurde zur Zielerreichung eine interdisziplinäre Arbeitsweise mit einer Verzahnung von qualitativ- und quantitativ-empirischer Forschung und die Kooperation zwischen Technik-, Politik, Sozial- und Wirtschaftswissenschaftler*innen verfolgt. Diese wurde ergänzt um eine transdisziplinäre Ausrichtung mit einem Dialog mit Stakeholdern aus Politik, Industrie und Forschung. Die wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden im Folgenden dargestellt.

Die globale Nachfrage nach grünem Wasserstoff und seinen Derivaten wird gerade bei ambitionierten Treibhausgasreduzierungszielen deutlich steigen. Die Bandbreite des weltweiten Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 liegt in ambitionierten Treibhausgasszenarien zwischen 4 und 11 % des globalen Endenergiebedarfs. Für Deutschland liegt sie u. a. aufgrund der Industriestruktur – insbesondere aufgrund der relevanten Rolle des Stahl- und Chemiesektors als potenzielle Nachfrager – höher (ca. 20 % des Endenergiebedarfs).

Das globale Angebotspotenzial an grünem Wasserstoff reicht aus, um die globale Nachfrage zu decken, selbst wenn stark einschränkende Restriktionen wie Wasserknappheit einbezogen werden. Dieses umfangreiche Angebotspotenzial bietet Deutschland gute Möglichkeiten zur Diversifizierung seiner Importe und damit zur Risikoabsicherung. Allerdings haben die Analysen gezeigt, dass insbesondere kurz- bis mittelfristig eine breitere Diversifizierung die Importkosten steigen lässt, weil Skaleneffekte bei der Herstellung und beim Aufbau der Transportinfrastrukturen

eine nicht zu unterschätzende Rolle spielen. Viele Länder erreichen nämlich die niedrigsten Wasserstoffexportkosten erst ab einer kritischen Exportmenge (~100 TWh/Jahr in 2050). Hier ist eine politische Abwägung erforderlich, um einen geeigneten Grad an Diversifizierung zu bestimmen, der Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit sinnvoll austariert.

Obwohl das Potenzial vorhanden ist und trotz vielfältiger politischer Unterstützung und industrieller Initiativen, kommt der internationale Markthochlauf für Wasserstoff- und Derivate allerdings erst langsam voran und notwendige Investitionen werden nicht im notwendigen Umfang getätigt. Dabei spielen insbesondere die derzeitigen multiplen Unsicherheiten (u. a. Energie- und Rohstoffpreise, Versorgungsunterbrechungen, geopolitische Unruhen, komplexe und uneinheitliche internationale Regulierungen, Unsicherheiten aufgrund alternativer Technologiepfade, unsichere Abnahmemengen und -preise, künftige Aufteilung von Wertschöpfungsketten und möglichen Standortverlagerungen, Finanzierung der hohen Anfangsinvestitionen) eine wichtige Rolle.

Für den Import von Wasserstoff nach Europa werden Kosten von 3,5 bis 6,5 EUR/kg im Jahr 2030 und 2,5 bis 3,5 EUR/kg im Jahr 2050 erwartet. Für die Kostenspanne steht weltweit gesehen ein hohes Potenzial zur Verfügung (die Angebotskurve verläuft relativ flach), was gut für die Auswahl möglicher Exportländer ist und langfristig auf stabile Preise hindeutet. Allerdings bieten nur wenige Regionen sehr günstige Potenziale; d.h. auf der Basis der isolierten Analyse von Regionen sollten keine Aussage über mögliche weltweite Preise getroffen werden.

Allerdings sind die zu erwartenden Großhandelspreise, bei denen die Angebotspotenziale den Nachfragepotenzialen gegenübergestellt werden, für Deutschland mit ca. 4 EUR/kg im Jahr 2050 auch langfristig vergleichsweise hoch. Dabei wurde schon unterstellt, dass sich bis dahin ein vollkommener Wettbewerbsmarkt etabliert hat. Innerhalb der EU, aber auch weltweit gesehen, muss Deutschland mit den höchsten Wasserstoffpreisen rechnen, was die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie gerade bei den industriellen Anwendungen, die künftig auf grünen Wasserstoff zur Treibhausgasreduzierung angewiesen sind, verschlechtert. Länder wie die Vereinigten Staaten oder Kanada, die über große und günstige Ressourcen zur Herstellung von grünem Wasserstoff verfügen und beträchtliche Marktanteile bei den heutigen industriellen Anwendungen besitzen, in denen Wasserstoff künftig eine wichtige Rolle spielen kann, könnten durch die Integration von Segmenten der Wertschöpfungskette für grünen Wasserstoff in der Produktion und bei industriellen Anwendungen relevante Wettbewerbsvorteile haben. Hieraus entsteht aus deutscher Perspektive die Gefahrensituation der Standortverlagerung bzw. einer internationalen Neuordnung von Wertschöpfungsketten, gerade bezüglich der Bereiche, die im starken internationalen Wettbewerb stehen. Die Politik ist hier gefordert, im Abwägungsprozess Unterstützung für die entsprechenden Industriezweige zu entwickeln. Im internationalen Vergleich hat Deutschland sehr gute industrielle Voraussetzungen zur Herstellung von Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette, was Deutschland diesbezüglich in eine gute Wettbewerbssituation bringt.

Die Importpreise und Wettbewerbssituation zusammen mit dem kurz- und mittelfristig knappen Angebot sollten dazu führen, dass der Wasserstoffeinsatz sich auf die Sektoren fokussiert, in denen es kaum andere sinnvolle Optionen gibt (Stahl- und Grundstoffchemie, internationaler Flug- und Schiffstransport, Raffinerien sowie in der Stromerzeugung als Speicheroption). Um Wasserstoff und Derivate in anderen Bereichen wie Gebäudewärme oder der straßengebundene Verkehr in größerem Umfang einzusetzen, müssten die Preise hierfür sehr niedrig sein, was sich aber derzeit nicht abzeichnet. Über eine politische Förderung bzw. entsprechende Regularien lassen sich Wasserstoff und Derivate auch hier einführen. Volkswirtschaftlich ist dies aber nicht zielführend, weil die CO₂-Vermeidungskosten hier im Vergleich zu anderen Anwendungen relativ hoch sind (siehe Wietschel et al. (2022b) und Ueckerdt et al. (2021)).

Beim Import von Wasserstoff aus geografisch nahen Ländern ist oft der Pipeline-Import günstig, allerdings kann auch der Schiffsimport bei gewissen Konstellationen wirtschaftlich konkurrenzfähig sein. Dieser bietet mehr Flexibilität und Diversität, wohingegen der Pipelineimport strategische Partnerschaften fördert, aber auch Abhängigkeiten mit sich bringt.

Bei großen Transportdistanzen zählen Flüssigwasserstoff (LH₂) und Ammoniak beim Schiffsimport zu den wirtschaftlich attraktivsten Optionen. Es zeigt sich, dass Ammoniak ein kosteneffizienter und technologisch weit entwickelter Energieträger ist, der zusätzlich zu seiner direkten Nutzung auch ein hohes Potenzial als Wasserstoffträger aufweist. Die reinen Transportkosten spielen i. d. R. nur eine untergeordnete Rolle und zum Teil können vorhandene Infrastrukturen genutzt werden. Einschränkend ist zu sagen, dass die Produktion, der Transport und die Nutzung von Ammoniak mit einer nicht unerheblichen Umweltbelastung einhergeht und diesbezüglich weitere Analysen notwendig sind.

Muss der Energieträger zurück in Wasserstoff umgewandelt werden, bietet LH₂ häufig Vorteile gegenüber Ammoniak und LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers). Allerdings ist anzumerken, dass derzeit keine nennenswerten Produktions- und Transportinfrastrukturen für LH₂ bestehen und diese Option deshalb erst nach 2030 relevant werden dürfte. Hierdurch entsteht die Situation, dass derzeit der weitere Ausbau von Ammoniaklieferketten zielführend erscheint, sich diese langjährigen Investitionen später aber evtl. als unwirtschaftlich erweisen können. Dies führt derzeit zu Marktunsicherheiten und damit zu einer Zurückhaltung von Investitionen.

Die EU kann sich im Wesentlichen selbst wirtschaftlich mit Wasserstoff versorgen, während sie bei Derivaten, sowohl bezüglich der benötigten Mengen als auch aus wirtschaftlichen Aspekten heraus, auf Importe angewiesen ist. Exportländer und der Aufbau internationaler Transportkapazitäten sollten deshalb von Deutschland aktiv unterstützt werden. Gerade die Klärung, wie eine am Anfang defizitäre Infrastruktur vorfinanziert wird, ist von hoher Bedeutung. Innerhalb der EU finden derzeit hohe Investitionen in den Ländern statt, die einen hohen Wasserstoffbedarf haben, aber weniger in Ländern mit günstigen Erzeugungspotenzialen. Hier sollten künftig die Schwerpunkte richtig gesetzt werden.

Weiterhin benötigen nur wenige Länder große Importmengen an Wasserstoff und dessen Derivaten und der globale Handel wird deshalb zwischen 2030 und 2050 voraussichtlich nur ein Drittel des Gesamtbedarfs ausmachen. In der EU sind dies Deutschland (mit dem größten Bedarf), die Niederlande, Belgien und Italien. Insbesondere Spanien, Frankreich, Dänemark, Großbritannien und Polen bieten sich dafür an, die EU-Länder, die sich nicht selbst versorgen können, zu beliefern. Eine gut ausgebaute europäische Wasserstoffpipelineinfrastruktur ist deshalb im deutschen Interesse.

Deutschland sollte mit Importnationen innerhalb und außerhalb der EU kooperieren, u. a. um eine Nachfragemacht aufzubauen. Wenn die wenigen Importländer in Konkurrenz gehen, u. a. durch unterschiedliche Anforderungen bezüglich der Nachhaltigkeitsanforderungen, könnten die Märkte kleiner werden, was wiederum zu höheren Preisen führen kann. Weltweit benötigen künftig insbesondere Japan und Südkorea Importe. Bei China ist die Situation nicht klar, weil sie u. a. von dortigen politischen Entscheidungen abhängig ist.

Deutschland sollte sich weiterhin für Förder- und Kooperationsmechanismen zwischen europäischen Staaten mit Exportpotenzialen und Importbedarfen einsetzen. Schaut man sich neben den technisch-wirtschaftlichen Potenzialen derzeitige Aktivitäten zum Aufbau einer Wasserstoffproduktion und -infrastruktur an, fällt auf, dass Frankreich sich hier im Vergleich zu den anderen potenziellen Exportländern eher restriktiv bezüglich der Durchleitung aber auch dem Aufbau eigener Produktionskapazitäten verhält. Dies ist gerade für Deutschland eine

Herausforderung, da Frankreich auch ein potenzielles Durchleitungsland ist. Die deutsche Politik sollte hierfür eine Strategie entwickeln.

Wird auf die Akzeptanz geschaut, so hat die Bevölkerungsbefragung in Deutschland gezeigt, dass eine hohe Akzeptanz von grünem Wasserstoff vorhanden ist, während das Wissen über Wasserstofftechnologien noch gering ist. Zudem beeinflussen die Exportregion und Importkriterien die Akzeptanz von Wasserstoffimporten auf der Nachfrageseite in Deutschland.

Als Exportregionen bieten sonnige Regionen, möglicherweise in Kombination mit einem guten Windpotenzial, um hohe Volllaststunden bei der Herstellung von Wasserstoff zu erreichen, die günstigsten Produktionskosten. Unter diesen Gesichtspunkt bieten sich Regionen wie der Süden Chiles, die MENA-Region, der Mittlere Westen der USA und Australien an.

Bei der Auswahl von Exportregionen ist stets das Mengenpotenzial für den Export mit zu beachten, da die Deckung der heimischen Nachfrage nach Strom und künftig auch nach heimisch genutztem Wasserstoff eine Rolle dafür spielt, ob überhaupt ein relevantes Exportpotenzial vorliegt. Es ist aber auch eine Marktfrage, da die Preise, die die Abnehmer zu zahlen bereit sind über heimische Nutzung oder Exporte entscheiden. Dabei ist der Einfluss der staatlichen Regulierung und die Existenz einer Exportinfrastruktur in die Überlegungen einzubeziehen.

Da viele potenzielle Exportländer vergleichbar attraktive Voraussetzungen in Form günstiger Potenziale an erneuerbaren Energien bieten, rücken bei Wasserstoffproduktion und -export andere Aspekte in den Vordergrund. Gerade Kapitalkosten haben einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, denn der Aufbau einer Export- und Transportinfrastruktur von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten ist kapitalintensiv. Insbesondere viele Entwicklungs- und Schwellenländer haben Schwierigkeiten an günstiges Kapital zu kommen. Künftigen Exportländern sollte deshalb Zugang zu kostengünstigen Finanzierungen und nationalen Fonds ermöglicht werden. Öl- und Gasländer haben bezüglich des verfügbaren günstigen Kapitals teilweise einen Wettbewerbsvorteil.

Weiterhin ist die Möglichkeit, Wasserstoff unterirdisch zu speichern, um eine möglichst hohe Anlagenauslastung zu erreichen, von hoher Relevanz. Ein zusätzlicher Faktor ist, ob Exporthäfen vorhanden sind und diese sich in der Nähe der Wasserstoffproduktion und -speicherung befinden.

Unter diesen techno-ökonomischen Aspekten sind von den im Detail untersuchten Ländern besonders Marokko, die Vereinigten Arabischen Emirate, Kanada, Brasilien sowie Chile interessant. Die Analysen zeigen allerdings auch, dass nur detaillierte und umfangreiche Systemanalysen in der Lage sind, günstige Exportländer zu identifizieren und eine alleinige Fokussierung auf günstige Erneuerbaren-Potenziale, wie sie in vielen Studien zu finden ist, zu kurz greift.

Neben den techno-ökonomischen Kriterien sind bei der Bewertung von potenziellen Exportländern aber auch andere Kriterien bedeutsam. Geopolitische Interessen sowie die Bewertung von Menschenrechten und demokratischen Aspekten sind ebenfalls relevante Themen. Unter diesen Kriterien sind einige Länder, z. B. aus dem Nahen Osten, als kritisch einzustufen. Hier gibt es einen Zielkonflikt zu einem möglichst kostengünstigen Bezug von Importen. Zusätzlich spielen Wasserverfügbarkeit, nationale Politikprioritäten und der nationale regulatorische Rahmen eine Rolle. Darüber hinaus sind die industriellen Voraussetzungen zur Herstellung von Komponenten der Wasserstoffwertschöpfungskette in Exportländern sehr unterschiedlich. Eine Analyse von neun MENA-Ländern zeigte, dass die Türkei und Tunesien bereits industrielles Know-how zu verschiedenen Komponenten der grünen Wasserstofftechnologie besitzen und nur geringfügig schlechter abschneiden als potenzielle europäische Konkurrenten. Hingegen schneiden Algerien, Libyen und Saudi-Arabien hier schlechter ab. Es lässt sich generell zeigen, dass Länder mit einem höheren Anteil an natürlichen Ressourcen wie Öl- und Gas am

Bruttoinlandsprodukt signifikant niedrigere Werte bei der Herstellung von Produkten, die eine hohe Komplexität haben, aufweisen.

Für einen Export sind weiterhin auch externe Faktoren relevant, die teilweise Hindernisse darstellen können. So sind Technologieverfügbarkeit und -zugang wesentliche Engpassfaktoren für den Auf- und Ausbau einer nationalen Wasserstoffwirtschaft in den Exportländern. Außerdem muss ein gesicherter Absatzmarkt erkennbar sein. In diesem Zusammenhang braucht es auch klare (nationale und internationale) Regulierungen und stringente Nachhaltigkeitsanforderungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Es muss beachtet werden, dass die Umsetzung von Wasserstoffprojekten in den Exportländern gesellschaftliches Konfliktpotenzial in Bezug auf Akzeptanz und gegebenenfalls fehlende sozio-ökonomische Spillover-Effekte bergen. So ist die Frage der Wasserknappheit und Vermeidung von Wasserkonflikten in bestimmten Regionen zu beachten. Weiterhin sollte die lokale Bevölkerung von Ansiedlungsprojekten profitieren. Es muss weiterhin vermieden werden, dass Wasserstoffprojekte für den Export zu einer Verdrängung oder Verschiebung von bereits geplanten Energiewendeprojekten oder zu schwindender Akzeptanz für die Energiewendestrategie im eigenen Land führen. Auch muss verhindert werden, dass die lokalen Treibhausgasemissionen durch eine exportorientierte Wasserstoffwirtschaft ansteigen, z. B. wenn durch die Nutzung von Netzstrom der zusätzliche Strombedarf über fossile Energieträger gedeckt wird.

Im Idealfall bietet grüner Wasserstoff Exportländern die Möglichkeit zu einem Triple-Win, bestehend aus Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten durch die Ausfuhr eines neuartigen und zukunftssträchtigen Rohstoffs, der Dekarbonisierung der einheimischen Wirtschaft und einem Auf- und Ausbau technologischer Kompetenzen. Zudem könnten Wasserstoffexporte die Energiewende in den Exportländern beschleunigen und die Energiepreise im Exportland senken (Senkung der inländischen Wasserstoff- oder Strompreise). Viele mögliche Erzeugerländer sind nicht auf grünen Wasserstoff festgelegt, sondern beim Eigenverbrauch auch gegenüber blauem Wasserstoff offen, während sie sich für den Export an der Nachfrage orientieren. Dieser Aspekt unterstreicht die Bedeutung einer Kooperation zwischen Nachfrageländern, um eine Marktfragmentierung nach den Wasserstofffarben sowie in unterschiedliche Nachhaltigkeitsstandards zu vermeiden, denn wenig liquide Märkte könnten zu höheren Preisen führen.

Für eine mehrseitig gewinnbringende Zusammenarbeit gilt es, Chancen in den Erzeugerländern aktiv zu erschließen, etwa über berufliche Ausbildungsprogramme, Zugang zu Kapital oder Unterstützung bei der Entwicklung und Fortschreibung von Wasserstoffstrategien zur lokalen Nutzung und zum Export. Aus Sicht der Exportländer sind bestehende Beziehungen in Form von Energiepartnerschaften, Wirtschaftsabkommen, Handelsbeziehungen und Unternehmenskooperationen neben einer hohen Zahlungsbereitschaft die wichtigsten Kriterien bei der Wahl von Importländern.

Abschließend lässt sich bemerken, dass die derzeitigen Unsicherheiten sowohl in den Export- als auch den Importländern weiter hoch sind und der Wasserstoffhochlauf dadurch gefährdet ist. Deshalb bedarf es einerseits der genannten politischen Rahmensetzungen und andererseits weiterer Detailanalysen von deren Wirkungen.

6 Literaturverzeichnis

Aboushady, N.; Jaroudi, I. (2024): Towards a Green H2 Economy: Algeria Country Report. HYPAT Working Paper.

Altenburg, T.; Kantel, A. (2024): Green hydrogen in Namibia: opportunities and risks, IDOS discussion paper. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.23661/idp6.2024>

Altenburg, T.; Stamm A.; Strohmaier R. (2023): Grüner Wasserstoff - ein Beitrag zur Just Transition? Hg. v. IDOS. Bonn. Online verfügbar unter: https://www.idos-research.de/fileadmin/migratedNewsAssets/Files/German_Institute_of_Development_and_Sustainability_Altenburg-Stamm-Strohmaier_13.03.2023.pdf

Bertagni, M. B.; Socolow, R. H.; Martinez, J. M. P.; Carter, E. A.; Greig, C.; Ju, Y.; Lieuwen, T.; Mueller, M. E.; Sundaresan, S.; Wang, R.; Zondlo, M. A.; Porporato, A. (2023): Minimizing the impacts of the ammonia economy on the nitrogen cycle and climate. PNAS, Vol. 120, No. 46.

Bicer, Y.; Dincer, I. (2018): Clean fuel options with hydrogen for sea transportation: a life cycle approach. Int J Hydrogen Energy 43(2):1179–93.

Breitschopf, B.; Thomann, J.; Fragoso Garcia, J.; Kleinschmitt, C.; Hettesheimer, T.; Neuner, F.; Wittmann, F.; Roth, F.; Pieton, N.; Lenivova, V.; Thiel, Z.; Strohmaier, R.; Stamm, A.; Lorych, L. (2022): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Exportländer. HYPAT Working Paper 02/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023. Herausgeber Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

Bundesregierung (2024): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

Chalaris, I.; Jeong, B.; Jang, H. (2022): Application of parametric trend life cycle assessment for investigating the carbon footprint of ammonia as marine fuel. The International Journal of Life Cycle Assessment (2022) 27:1145–1163.

Damodaran, A. (2021): Equity Risk Premiums (ERP). Determinants, Estimation, and Implications – The 2021 Edition. New York: Stern School of Business. Online verfügbar unter: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3825823.

Economic Commission for Europe (2022): A comprehensive and science-based terminology, classification and taxonomy for hydrogen. Committee on Sustainable Energy. Thirty-first session. Geneva, 21-23 September 2022.

European Hydrogen Backbone Initiative (EHB) (Hg.) (2022): European Hydrogen Backbone. A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries. Online verfügbar unter <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

Fleiter, T.; Fragoso, J.; Lux, B.; Alibaş, S.; Al-Dabbas, K.; Manz, P. et al. (2024): Hydrogen Infrastructure in the Future CO2-Neutral European Energy System—How Does the Demand for Hydrogen Affect the Need for Infrastructure? In: Energy Tech, Artikel 2300981. DOI: 10.1002/ente.202300981.

Forschungszentrum Jülich et al. (2023): H2 ATLAS-AFRICA. <https://www.h2atlas.de/de/>.

Franke, K.; Fragoso, J.; Kleinschmitt, C.; Sensfuß, F. (2024): Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: Installable capacity, full load hours and costs. Renewable Energy, Volume 226, 2024. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120376>.

Franzmann, D. et al. (2023): Green hydrogen cost-potentials for global trade. *International journal of hydrogen energy* 48 (2023). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.012>.

Hidalgo, C. A.; Hausmann, R. (2009): The building blocks of economic complexity. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 106 (26), pp. 10570-10575. <https://doi.org/10.1073/pnas.0900943106>.

Hidalgo, C. A.; Klinger, B.; Barabási, A.-L.; Hausmann, R. (2007): The product space conditions the development of nations. In: *Science* (New York, N.Y.), 317 (5837), pp. 482–487. <https://doi.org/10.1126/science.1144581>.

Hydrogen Council, McKinsey & Company (2022): *Global Hydrogen Flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization*. Hydrogen Council.

HYPAT Podcast (2024): #9_Wasserstoff im Untergrund speichern? <https://open.spotify.com/show/42SQdTawWriE3es46jQqFa>

IEA (2024a): *Global Hydrogen Review 2024*. International Energy Agency (IEA).

IEA (2023b): *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency (IEA).

IEA (2023c): *World Energy Outlook 2023*. International Energy Agency (IEA).

iLF et al. (2023): *Bulk Transport Options for Green Molecules. Focus Area: Europe and MENA Region*. iLF, Mena Hydrogen Alliance, Dii.

IRENA (2022): *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Kleinschmitt, C.; Fragoso Garcia, J.; Franke, K.; Teza, D.; Seidel, L.; Ebner, A.; Baier, M. (2022): *Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien*. HYPAT Working Paper 03/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Lux, B.; Gegenheimer, J.; Franke, K.; Sensfuß, F.; Pfluger, B. (2021): Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region. In: *Computers & Industrial Engineering* 162, p. 107647. DOI: 10.1016/j.cie.2021.107647.

Mendler F., Ranzmeyer O., Grimm G., Binninger S., Merseburg S., Holst M., Voglstätter C. (2024): *Water Supply for Electrolysis Plants*. HYPAT Working Paper 09/2024. Freiburg: Fraunhofer ISE.

Mendler, F.; Fragoso, J.; Kleinschmitt, C.; Voglstätter, C. (2024b): Global optimization of capacity ratios between electrolyser and renewable electricity source to minimize levelized cost of green hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 82, 986–993. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.320>

Müller, V. P.; Eichhammer, W. (2023): Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, p. 113304. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113304>.

Oltra, C.; Dütschke, E.; Sala, R.; Schneider, U.; Upham, P. (2017): The public acceptance of hydrogen fuel cell applications in Europe. *Revista Internacional de Sociología* 75 (4).

Oyan, E.; Kantel A.; Stamm, A.; Strohmaier, R.; Dütschke, E.; Scherrer, A.; Boie, I.; Müller, V.; Aboushady, N.; Altenburg, T. (2024): *Towards a Green H₂ Economy: Kenya Country Report*. HYPAT Working Paper (*Publikation bevorstehend*).

Pieton, N.; Abdel-Khalek, H.; Fragoso, J.; Franke, K.; Jalbout, E.; Graf, M.; Holst, M.; Kleinschmitt, C.; Müller, V. P.; Mendler, F.; Ranzmeyer, O.; Drechsler, B.; Lenivova, V.; Nolden, C.; Voglstätter, C.;

Wietschel, M.; Bergup, E.; Sinha, M. F. A. (2024a): Export Potentials of Green Hydrogen – Methodology for a Techno-Economic Assessment. HYPAT Working Paper 02/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).

Pieton, N.; Abdel-Khalek, H.; Jalbout, E.; Schauß, C.; Graf, M.; Holst, M.; Mandler, F.; Ranzmeyer, O.; Voglstätter, C.; García, J. F.; Müller, V. P.; Franke, K.; Kleinschmitt, C.; Bergup E. (2024b): In-depth techno-economic assessment of hydrogen and PtX export supply chains. HYPAT working document. Cottbus: Fraunhofer IEG (ed.). <https://hypat.de/hypat-en/publications.php>

Pfennig, M.; von Bonin, M.; Gerhardt, N. (2021): PTX-Atlas - Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: DeV-KopSys. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Quitow, R.; Triki, A.; Wachsmuth, J.; Fragoso Garcia, J.; Kramer, N.; Lux, B.; Nunez, A. (2023): Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States. HYPAT Discussion Paper No 5/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.).

Riemer, M.; Zheng, L.; Pieton, N.; Eckstein, J.; Kunze, R.; Wietschel, M. (2022): Future hydrogen demand: A crosssectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).

Scherrer, A.; Dütschke, E.; Kantel, A. (2024): Die Akzeptanz von Wasserstoff-Importen in der deutschen Bevölkerung. HYPAT Working Paper (*Publikation bevorstehend*).

Shirizadeh, B. et al. (2023): Towards a resilient and cost-competitive clean hydrogen economy: the future is green. *Energy Environ. Sci.*, 2023, 16, 6094–6109.

Stamm, A.; Kantel, A.; Sagner L. (2024): Towards a Green H₂ Economy: Costa Rica Country Report, HYPAT Working Paper, 10.24406/publica-3641.

Thomann, J.; Edenhofer, L.; Hank, C.; Lorych, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Stamm, A.; Thiel, Z.; Weise, F. (2022): Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Working Paper 01/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Tomos, B.A.D.; Stamford, L.; Welfle, A.; Tomos, A. L. (2024): Decarbonising international shipping – A life cycle perspective on alternative fuel options. *Energy Conversion and Management* 299 (2024) 117848.

Ueckerdt et al. (2021): Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*. Online verfügbar unter: <https://www.nature.com/articles/s41558-021-01032-7>.

UNIDO / IRENA / IDOS (2023): Green hydrogen for sustainable industrial development: a policy toolkit for developing countries. Wien; Download: <https://www.idos-research.de/externe-publicationen/article/green-hydrogen-for-sustainable-industrial-development-a-policy-toolkit-for-developing-countries/>

Vespermann, D.; Thielmann, S. (2023): Wechselwirkungen zwischen nationalen Energiewenden und internationalen Wasserstoffkooperationen. HYPAT Working Paper 06/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).

Weißburger, B.; Wietschel, M.; Karkossa, L.; Kunze, R. (2024, In Bearbeitung): Modellierung eines Wasserstoffmarkts für die EU-MENA Region. HYPAT Working Paper. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Weißburger, B.; Wietschel, M.; Lux, B.; Rehfeldt, M. (2024b). The long term price elastic demand of hydrogen – A multi-model analysis for Germany. *Energy Strategy Reviews*, 54,101432. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101432>

Wietschel, M., Eckstein, J.; Riemer, M.; Zheng, L.; Lux, B.; Neuner, F.; Breitschopf, B.; Pieton, N.; Nolden, C.; Pfluger, B.; Thiel, Z.; Löschel, A. (2021): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen. HYPAT Working Paper 01/2021. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Wietschel et al. (2022a): Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Impulspapier. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).

Wolfram, P.; Kyle, P.; Zhang, X; Gkantonas, S.; Smith, S. (2022): Using ammonia as a shipping fuel could disturb the nitrogen cycle. *Nat Energy* 7(12):1112–4hWüstenhagen, Rolf; Wolsink, Maarten; Büerer, Mary Jean (2007): Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. In: *Energy Policy* 35 (5), S. 2683-2691. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.

Wietschel et al. (2022b): Langfristige Umweltbilanz und Zukunftspotenzial alternativer Antriebstechnologien. Studie zum deutschen Innovationssystem | Nr. 9-2022. Im Auftrag der Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI).

Wietschel, M.; Weißburger, B.; Wachsmuth, J.; Müller, V. P. (2024): Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten? HYPATAT Impulspapier 02/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).

Anhang 1: In der globalen Angebotspotenzialkurve berücksichtigte Staaten

Tabelle 4: Liste ausgewählter Länder für die globale Angebotspotenzialkurve möglicher Wasserstoffimporte Deutschlands im Jahr 2050

Westeuropa	Osteuropa	Nordafrika	Subsahara-Afrika	Westasien
Finnland	Griechenland	Ägypten	Kenia	Georgien
Frankreich	Lettland	Algerien	Namibia	Iran
Irland	Litauen	Marokko	Nigeria	Jordanien
Island	Polen	Tunesien	Südafrika	Katar
Norwegen	Rumänien			Kuwait
Portugal	Russische Föderation			Oman
Schweden	Ukraine			Saudi-Arabien
Spanien				Türkei
Vereinigtes Königreich				Vereinigte Arabische Emirate

Zentral-/Ostasien	Nordamerika	Mittelamerika	Südamerika	Ozeanien
Kasachstan	Kanada	Honduras	Chile	Australien
China	Vereinigte Staaten	Mexiko	Peru	Neuseeland
			Uruguay	
			Kolumbien	
			Argentinien	
			Brasilien	
			Ecuador	

Anhang 2: Übersicht über Projektveröffentlichungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Veröffentlichungen aus dem Projekt kurz vorgestellt:

- **Too much or too little governance? – Hydrogen Support Systems of the EU and the US**
 - Wachsmuth, J.; Quitzow, R.; Thiel, Z.; Eicke, L.; Zabanova, Y.: Too much or too little governance? – Hydrogen Support Systems of the EU and the US. Journal Paper, eingereicht.
 - Achieving climate targets in hard-to-abate sectors such as energy-intensive industries, aviation and maritime requires a resilient uptake of hydrogen supply in spite of deep market uncertainties. However, hydrogen will contribute to decarbonization only when production achieves a sufficiently high reduction of greenhouse gas emissions. Moreover, limited public funding calls for an efficient allocation of support. Hence, public hydrogen support policy needs to address this conundrum of environmental effectiveness, economic efficiency and a resilient market uptake with a suitably designed instrument mix. This policy analysis applies corresponding qualitative assessment criteria for the design of such support systems to the most relevant deployment policies in the European Union, including but not limited to the Hydrogen Bank, and the United States, in particular the Inflation Reduction Act and the Bipartisan Infrastructure Law. We find that the EU support system for hydrogen uptake is more stringent than the US support system regarding environmental effectiveness and economic efficiency but entails higher risks for a rapid market uptake due to higher complexity and limited focus on domestic supply chains. The EU could benefit from more emphasis on domestic manufacturing, while the US should consider establishing a governance mechanism that allows the long-term transition to net-zero emissions.
- **Towards a Green H₂ Economy: Kenya Country Report**
 - Oyan, E.; Kantel A.; Stamm, A.; Strohmaier, R.; Dütschke, E.; Scherrer, A.; Boie, I.; Müller, V; Aboushady, N.; Altenburg, T. (2024): Towards a Green H₂ Economy: Kenya Country Report (Hypat Working Paper) (in the process of publication)
 - The development of a green hydrogen economy, as part of Kenya's climate and energy vision to move to 100% clean energy by 2030, is currently still in its incipient stage. In September 2023, Kenya published the executive summary of its first Green Hydrogen Strategy and Roadmap, identifying three areas of application for green H₂ within the country's economy: As a feedstock in the chemical industry, e.g. to produce ammonia and methanol; as a fuel to decarbonize the transport sector and as a means of energy storage to provide baseload power in the electricity sector.

The domestic fertilizer production industry is defined as "low-hanging fruit" for the country and has been given high-priority as currently all nitrogen fertilizer used in Kenya is imported. In addition to benefits to the agricultural sector and therewith food security, Kenya's Green Hydrogen Strategy and Roadmap identifies benefits across two other dimensions for the successful establishment of a domestic green hydrogen economy, namely improved balance of payment and green industrialization and decarbonisation. The country's green hydrogen development is currently driven by its government and public institutions, but enjoys strong support from the EU as well as from some private sector associations representing both national and international business stakeholders.

While the Republic of Kenya offers several competitive advantages for producing green hydrogen derivatives, we remain sceptical that the country's current trajectory will result in significant socio-economic benefits for the majority of the population as several factors pose challenges in ramping up the nascent green hydrogen market in Kenya. High renewable energy prices may increase the production cost of green hydrogen. The efforts of the Kenyan government to increase the installed capacity of geothermal power do not seem to help bringing the energy prices down. This challenge currently results in limited incentives for domestic and regional heavy industries (e.g. cement and iron and steel) to use and produce green hydrogen. Therefore, the potential growth of the off-take market for Kenyan green hydrogen remains – both domestically and internationally- limited.

The success of Kenya's incipient green hydrogen economy in the upcoming years will - to a large extent - depend on the implementation and successful operation of some currently starting or ongoing commercial pilot projects aiming to demonstrate feasibility and incite not only interest but also financial investment from the (international) private business.

- **Towards a Green H₂ Economy: Algeria Country Report**

- Aboushady, N.; Jaroudi, I.; Boie, I.; Dütschke, E.; Kantel, A.; Müller, V.; Scherrer, A.; Laasmi, M.; Altenburg, T.; Oyan, E.; Stamm, A.; Strohmaier, R.; Thoms, K. (2024): Towards a Green H₂ Economy: Algeria Country Report. HYPAT Working Paper 11/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.)
- Hydrogen is a promising environmentally friendly alternative to fossil-fuel-based energy carriers if it is green hydrogen (GH₂), i.e. produced using renewable energy sources. Green hydrogen has been identified as a key element of the European as well as the global energy transition. Moreover, it is at the top of Germany's agenda for international cooperation, due to the huge demand for GH₂ projected in the future. This report provides a socio-economic analysis of Algeria as one of the potentially strategic partners of Germany in the field of hydrogen supply. The analysis focuses on Algeria's overall conditions, opportunities, and challenges and is complemented by an investigation of the potential societal acceptance of hydrogen production and use (both locally and for export). Algeria is endowed with huge renewable energy and GH₂ potentials. The country enjoys one of the highest solar irradiances worldwide. It also has a relatively well-developed gas infrastructure connecting it to Europe, which could be used alternatively for the transport of hydrogen or hydrogen derivatives in the future. At present, (green) hydrogen does not seem to be at the top of Algeria's policymakers' agenda. The country is a latecomer to the race for hydrogen investments in the MENA region. The Algerian government has just recently published its National Hydrogen Development Strategy and signed a limited number of cooperation agreements with Germany, Italy, and other international partners for the eventual exploration of hydrogen production opportunities. In light of the country's slowdown in gas production and increasing energy consumption, hydrogen could contribute to increasing Algeria's energy security, diversifying its energy mix, decarbonizing carbon-intensive sectors, and helping to realize the country's commitments to fight climate change. However, several economic, technical, and, above all, politico-economic challenges arise from the potential investment in a hydrogen economy. Industrial development and diversification and a strong private sector are largely lacking. Institutional and market reforms are necessary to increase transparency, encourage market entry, and level the playing field for domestic as well as international investors along the hydrogen value chain. Most importantly, the shift from a fossil fuel-based economy to a new model with uncertainties regarding rent creation appears to be

a risky choice for the different centers of power in Algeria, such as the business elites, state-owned oil, and gas enterprises.

- **Towards a Green H₂ Economy: Türkiye Country Report**

- Oyan, E.; Boie, I.; Dütschke, E.; Kantel A.; Müller, V.; Scherrer, A.; Aboushady, N.; Altenburg, T.; Stamm, A.; Strohmaier, R. et al. (2024): Towards a Green H₂ Economy: Türkiye Country Report. HYPAT Working Paper 10/2024.
- The ramp-up of the green hydrogen market is becoming a pivotal focus in the global transition towards sustainable energy. Green hydrogen, produced through the electrolysis of water using renewable energy sources, is heralded as a key solution for decarbonizing sectors that are traditionally hard to abate, including heavy industry, transportation, and power generation. As countries worldwide strive to meet ambitious climate targets and reduce their reliance on fossil fuels, the development of a robust green hydrogen infrastructure is emerging as a cornerstone of future energy systems.

The global green hydrogen market is expected to grow exponentially in the coming decades, driven by declining costs of renewable energy and electrolysis technologies, as well as increasing policy support and investment. Countries are investing heavily in research and development (R&D) to improve the efficiency and reduce the costs of hydrogen production, storage, and distribution. International collaborations and partnerships are also playing a crucial role in advancing the hydrogen economy, facilitating technology transfer, and establishing global supply chains.

Türkiye, with its strategic geographical location and dynamic economic landscape, is well-positioned to become a major player in the green hydrogen market. The country's proximity to both European and Asian markets provides significant opportunities for export and collaboration. Additionally, Türkiye's existing energy infrastructure and industrial base offer a strong foundation for developing a robust green hydrogen economy.

This country report aims to provide a comprehensive analysis of the green hydrogen market ramp-up in Türkiye. Through an in-depth examination of policy frameworks, stakeholders, opportunities and challenges, this report seeks to shed light on the evolving landscape of green hydrogen production in Türkiye. Lastly, the report makes some recommendations and identifies strategies to unlock Türkiye's full potential in the global hydrogen economy, with a focus on international cooperation.

- **Water Supply for Electrolysis Plants**

- Mandler F., Ranzmeyer O., Grimm G., Binninger S., Merseburg S., Holst M., Voglstätter C. (2024): Water Supply for Electrolysis Plants. HYPAT Working Paper 09/2024. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2024. [HYPAT Internetseite](#).
- This working paper outlines a comprehensive framework for evaluating the Levelized Cost of Water (LCOW) for electrolysis and Power-to-X (PtX) production models under the HYPAT project. The report employs a water cost calculation methodology that integrates technological and geographical parameters to quantify water supply costs. Key variables influencing these costs include water discharge, transport distance, and altitude. The methodology involves analyzing groundwater potential using "Baseline Water Stress" (BWS) indicators, assessing financial and energy demands of seawater desalination, and considering expenses and energy requirements for water transmission based on distance and topography. The study highlights the necessity of localized water availability

assessments, especially in water-stressed regions, to ensure sustainable hydrogen supply chains. Results indicate that LCOW varies significantly with geographical conditions and infrastructure, impacting hydrogen production costs. The LCOW for the water supply system ranges from 0.012 to 0.245 € per kilogram of hydrogen (€/kgH₂), which is very low compared to other hydrogen production costs like electricity and electrolysis investment. This research underscores the critical role of efficient water management in transitioning to a sustainable hydrogen economy, offering valuable insights for future infrastructure planning and investment strategies.

- **In-depth techno-economic assessment of hydrogen and PtX export supply chains**

- Pieton, N. et al. (2024), Foliensatz, 2024; [HYPAT Internetseite](#).
- This work assesses the PtX export potential of selected countries to Germany and gives an H₂ and PtX price range for 8 selected countries: Ukraine, Morocco, Namibia, UAE, Brazil, Turkey, Chile, and Canada. A detailed model supply chain was developed that is integrated into the national energy system and includes hydrogen and PtX production in the national energy system such as the electricity grid and underground storage. In addition, the model results show the impact of exports on the domestic energy system, such as the local development of electricity and H₂ prices. We evaluated (1) the effects of the domestic energy system on H₂ and PtX exports and (2) the effects of exports on the domestic energy system: (1) The energy system changes depending on export quantity and PtX product. (2) The energy system of the exporting country can benefit from exports under the right conditions.

The HYPAT model chain is a first step to mapping the complete export supply chain, and further studies are needed. We recommend conducting more detailed techno-economic assessments, pushing LH₂ development to build a trade alliance, and supporting the development of a sustainable export economy in the targeted country.

- **In-depth techno-economic assessment of hydrogen and PtX export supply chains - Annex**

- Pieton, N. et al. (2024), Foliensatz, 2024; [HYPAT Internetseite](#).

- **Towards a Green H₂ Economy: Costa Rica Country Report**

- Stamm, A.; Kantel A.; Sagner, L.; Dütschke, E.; Scherrer, A.; Boie, I.; Müller, V.; Aboushady, N.; Altenburg, T.; Oyan, E.; Strohmaier, R.; Thoms, K. et al. (2024): Towards a Green H₂ Economy: Costa Rica Country Report. HYPAT Working Paper 02/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.)
- The future of Costa Rica's green hydrogen (GH₂) economy is uncertain despite significant natural and human-made advantages. The country has a history of pioneering environmental initiatives and nearly 100 % renewable energy, positioning it well for GH₂ development. Recent momentum includes a GH₂ strategy approved by the Ministry of Environment and Energy (MINAE) and a presidential decree favoring hydrogen investments. However, the government's reluctance to invest public funds and uncertainties at both national and international levels pose challenges. Private sector pioneers and international cooperation, particularly with Germany, are crucial in advancing the GH₂ sector. Experts foresee a phased development, focusing initially on research and pilot projects, with significant scaling and exports of hydrogen derivatives expected post-2030. Continued support from Germany in pilot projects and capacity building is vital, and Costa Rica could become a regional knowledge hub for the hydrogen economy.

- **National energy demand projections using LEAP and Excel**
 - Müller, V. P.; Pieton, N.; Lenivova, V.; Abdel-Khalek, H.; Sinha, M. F. A. (2023): National energy demand projections using LEAP and Excel - A brief user's guide. HYPAT. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.)
 - This document serves as a manual for national sectoral energy demand projections with LEAP and the seven developed excel templates.
- **Global optimization of capacity ratios between electrolyser and renewable electricity source to minimize levelized cost of green hydrogen**
 - Mendler, F.; Fragoso Garcia, J.; Kleinschmitt, C.; Voglstätter, C. (2024): Global optimization of capacity ratios between electrolyser and renewable electricity source to minimize levelized cost of green hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy. Volume 82, 11 September 2024, Pages 986-993
 - This paper presents a novel and effective approach for calculating Levelized Cost of Hydrogen production across the globe, without requiring timely resolved modelling or data. We select characteristic production patterns of photovoltaic and wind turbine power generation based on location qualities indicated by full load hours. These representative patterns are applied worldwide on similar locations to evaluate the proportion of electricity that electrolyzers can use if they have a smaller capacity than the renewable electricity source. Hence, the ratio of capacities is optimized to minimize hydrogen cost. The findings from various worldwide locations reveal that decreasing electrolyzer capacity is economically beneficial across all locations for boosting full load hours and curbing investments, particularly in locations with lower electricity generation. Validation using precise electricity production timeseries in specific locations revealed minimal errors in the methodology, though the quality of the results is impacted by the seasonality index differences between representative and exact location.
- **The long term price elastic demand of hydrogen - A multi-model analysis for Germany.**
 - Weißenburger, B.; Wietschel, M.; Lux, B.; Rehfeldt, M. (2024): The long term price elastic demand of hydrogen - A multi-model analysis for Germany. Energy Strategy Reviews. Volume 54, July 2024, 101432
 - Hydrogen and its derivatives are important components to achieve climate policy goals, especially in terms of greenhouse gas neutrality. There is an ongoing controversial debate about the applications in which hydrogen and its derivatives should be used and to what extent. Typically, the estimation of hydrogen demand relies on scenario-based analyses with varying underlying assumptions and targets. This study establishes a new framework consisting of existing energy system simulation and optimisation models to assess the long-term price-elastic demand of hydrogen. The aim of this work is to shift towards an analysis of the hydrogen demand that is primarily driven by its price. This is done for the case of Germany because of the expected high hydrogen demand for the years 2025–2045. 15 wholesale price pathways were established, with final prices in 2045 between 56 EUR/MWh and 182 EUR/MWh. The results suggest that – if climate targets are to be achieved - even with high hydrogen prices (252 EUR/MWh in 2030 and 182 EUR/MWh in 2045) a significant hydrogen demand in the industry sector and the energy conversion sector is expected to emerge (318 TWh). Furthermore, the energy conversion sector has a large share of price sensitive hydrogen demand and therefore its demand strongly increases with lower prices. The road transportation sector will only play a small role in terms of hydrogen demand, if prices are low. In the decentralised heating for buildings no

relevant demand will be seen over the considered price ranges, whereas the centralised supply of heat via heat grids increases as prices fall.

- **Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten?**

- Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Wachsmuth, J.; Müller, V. P. (2024): Was wissen wir über Importe von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten und was lässt sich daraus für eine deutsche Importstrategie ableiten? HYPAT Impulspapier Nr. 1/2024. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.)
- In der Überarbeitung der nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung festgelegt, bis 2030 in Deutschland 10 Gigawatt Elektrolyse-Kapazität aufbauen zu wollen. Nach Einschätzung der Bundesregierung unter Auswertung der gängigen Szenarien werden von dem für 2030 prognostizierten Bedarf in Höhe von 95 TWh bis 130 TWh rund 50 % bis 70 % (45 TWh bis 90 TWh) durch Importe aus dem Ausland (in Form von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten) gedeckt werden. Wie eine Strategie für den Import detaillierter aussehen soll, will die Regierung in einer Wasserstoff-Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate festlegen, die derzeit entwickelt wird. Eine Reihe an aktuellen Studien hat sich mit den Kosten für Herstellung und Transport sowie den Exportpreisen und internationalen Handelsströmen für Wasserstoff und/oder seine Derivate beschäftigt. Ziel des vorliegenden Impulspapieres ist es, die wesentlichen Erkenntnisse aus diesen Studien herauszuarbeiten und darauf aufbauend dann Handlungsempfehlungen für eine deutsche Importstrategie abzugeben

- **Green hydrogen in Namibia: opportunities and risks.**

- Altenburg, T.; Kantel, A. (2024): Green hydrogen in Namibia: opportunities and risks. Bonn: German Institute of Development and Sustainability (IDOS), Discussion paper.
- Namibia is a highly competitive location for solar and wind energy, which can be utilised to produce green hydrogen and derivatives that are essential for decarbonising the global economy. Its government therefore has high hopes for this entire industrial complex, as do several European countries interested in importing green hydrogen and derivatives from Namibia. This Discussion Paper assesses the related opportunities and risks and offers policy recommendations with a view to maximising the societal benefits for Namibians.

Scaling up renewables projects is a no regret option for Namibia, as there is demand for domestic electrification, clean electricity could be exported to South Africa, and using renewable to produce hydrogen and derivatives for export offers prospects for foreign exchange earnings and economic growth. Here, the most immediate opportunities lie in exporting green ammonia, yet other market opportunities may open up, including the export of sustainable aviation fuel, hot-briquetted iron and green fertiliser. At the same time, international investors are hesitant to implement their planned investments due to uncertainties regarding international offtake agreements and other risk factors, e.g. relating to shipping capacities and financial guarantees. This calls for a gradual scaling-up of hydrogen and ammonia investments, accompanied by continuous technology and market foresight, and carefully designed risk-sharing agreements with international investors.

Hydrogen investments come with political and environmental risks. Politically, the sheer size of the planned projects creates incentives for socially exclusive rent-seeking deals. Unless strict transparency rules are applied, directly partaking in deals with large investors

may create opportunities for legal or extra-legal enrichment. Hence, it is essential to have full transparency for tenders and contracts. Even if all deals were fully transparent, this would not guarantee widespread benefits for the Namibian people. We predict fewer employment and other socio-economic spillovers than anticipated in the country's current strategy. Also, projects may be less profitable than expected, and information asymmetries between large investors and Namibian policymakers may translate into unfavourable risk- and benefit-sharing agreements. To ensure widely shared benefits, options for a pro-poor use of revenues from hydrogen projects should be explored to achieve socio-economic spillovers from financial investments in green hydrogen. These include direct dividend payments to citizens, earmarking of public revenues for development funds, mandatory oversizing of electricity generation and desalination to serve local communities, and co-ownership of energy projects.

- **Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: Installable capacity, full load hours and costs.**
 - Franke, K.; Fragoso Garcia, J.; Kleinschmitt, C.; Sensfuß, F. (2024): Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: Installable capacity, full load hours and costs. *Renewable Energy*. Volume 226, May 2024, 120376.
 - Several studies calculate the potential of renewable energies throughout the world. However, these studies vary in the underlying assumptions and do not consider several technologies within a uniform methodology, which affects comparability. In this paper, we calculate the worldwide potentials of ground-mounted photovoltaic (PV), concentrated solar power (CSP), and wind onshore and offshore on a 6.5 by 6.5 km grid. The results consist of installable capacity, generated electricity, and specific cost of electricity generation. Our methodology combines high-resolution data for land uses, slope, and hourly weather data with a thorough analysis of different factors for wind power, like hub heights and rotor diameters, and solar power plants, like tilt angle, and temperature-related loss of efficiency. The results show that the summed-up potential capacity of ground-mounted PV surpasses the amount of CSP, wind onshore and offshore combined with 450 TW. Given the cost-potential curve, ground-mounted PV reaches 560,000 TWh at costs below 20 EUR/MWh, which is twice the projected worldwide primary energy supply of the World Energy Outlook 2022 for the year 2050 with 205,557 TWh. The calculated results can function as input factors for energy system models, which are an important tool to analyse the energy transition.
- **Wechselwirkungen zwischen nationalen Energiewenden und internationalen Wasserstoffkooperationen.**
 - Vespermann, D.; Thielmann, S. (2023): Wechselwirkungen zwischen nationalen Energiewenden und internationalen Wasserstoffkooperationen. HYPAT Working Paper 06/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).
 - Ziel dieses Working Papers ist es, mögliche Wechselwirkungen zwischen den nationalen Energiewenden und dem Aufbau einer (zumindest teilweise) exportorientierten Wasserstoffwirtschaft zusammenzustellen und wichtige Aspekte dieser Wechselwirkungen aufzuzeigen. In den Interviews mit den lokalen Wissensträger*innen zeigte sich, dass sich die Gesprächspartner nicht immer aller Wechselwirkungen bewusst sind. Wenn sie sich spezifischer Wechselwirkungen bewusst sind, ist der lokale politische und regulatorische Rahmen oft noch nicht so ausgestaltet, um diese Wechselwirkungen angemessen zu adressieren. Die Klärung der Rolle von Wasserstoff in der jeweiligen nationalen Energiewende steht in vielen Ländern noch am Anfang. Sich stärker der Chancen und

Risiken bewusst zu sein, ist ein erster Schritt, um diese in der weiteren Ausgestaltung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Chancen müssen aktiv erschlossen werden und Risiken aktiv gemanagt werden – für beides ist eine proaktiv steuernde Politik unabdingbar.

- **Mobilizing Europe’s Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States.**
 - Quitzow, R.; Triki, A.; Wachsmuth, J.; Fragoso Garcia, J.; Kramer, N.; Lux, B.; Nunez, A. (2023): Mobilizing Europe’s Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States. HYPAT Discussion Paper No 5/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Ed.)
 - This policy paper takes stock of ongoing hydrogen policy developments in Europe, placing particular attention on how the European Union (EU) can most effectively mobilize its domestic hydrogen potential. While the paper acknowledges that hydrogen imports from countries outside the EU are likely to play a significant role, it departs from the premise that the large [1] scale mobilization of cost-competitive domestic resources is an essential element for ensuring the EU’s energy security and industrial leadership in the sector. It begins with an overview of future renewable energy demand in Europe within the context of decarbonization, on the one hand, and potentials for renewable hydrogen production and their distribution across the EU, on the other. It then contrasts this with hydrogen-related targets and announced investments in the Member States. Against this background, the paper provides a review of key EU-level policies, focusing on the promotion of hydrogen production and use. Questions related to infrastructure for storage and transport of hydrogen are beyond the scope of the paper and are not considered. Building on the policy review, the final section proposes five recommendations for further development of EU hydrogen policy and funding schemes.
- **Forschungsnetzwerke - Importe von Wasserstoff und Derivaten - Was kann die Systemanalyse beitragen?**
 - Workshop, 2023, HYAPT Internetseiten
 - Am 13. und 14. Juni fand die zweitägige Konferenz „Energieforschung vernetzt – 1. Symposium der Forschungsnetzwerke Energie“ in Berlin statt. Erstmals kamen dabei Mitglieder aller neun Netzwerke sowie Expertinnen und Experten aus den Bereichen Energiewende und Gesellschaft sowie Ressourceneffizienz zusammen. Neben wichtigen politischen Beiträgen zur Neuausrichtung der Energieforschung, standen interdisziplinäre Workshops und die netzwerkübergreifende Zusammenarbeit im Fokus der Veranstaltung. Die Fraunhofer Institute ISI, IEE, ISE und IEG sowie das IDOS leiteten einen interaktiven Workshop zum Thema "Importe von Wasserstoff und Derivaten - Was kann die Systemanalyse beitragen?" basierend auf Ergebnissen und Erkenntnissen der beiden großen Atlantenstudien "HyPat - Globaler H2-Potenzialatlas" sowie "DeV-KopSys2 - Dekarbonisierung Verkehr – Rückkopplungen Energiesystem – global bis regional“.
- **Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions.**
 - Müller, V. P.; Eichhammer, W. (2023): Economic complexity of green hydrogen production technologies - a trade data-based analysis of country-specific industrial preconditions. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 182, August 2023, 113304
 - Countries with high energy demand but limited renewable energy potential are planning to meet part of their future energy needs by importing green hydrogen. For potential

exporting countries, in addition to sufficient renewable resources, industrial preconditions are also relevant for the successful implementation of green hydrogen production value chains. A list of 36 “Green H2 Products” needed for stand-alone hydrogen production plants was defined and their economic complexity was analyzed using international trade data from 1995 to 2019. These products were found to be comparatively complex to produce and represent an opportunity for countries to enter new areas of the product space through green diversification. Large differences were revealed between countries in terms of industrial preconditions and their evolution over time. A detailed analysis of nine MENA countries showed that Turkey and Tunisia already possess industrial know-how in various green hydrogen technology components and perform only slightly worse than potential European competitors, while Algeria, Libya, and Saudi Arabia score the lowest in terms of calculated hydrogen-related green complexity. These findings are supported by statistical tests showing that countries with a higher share of natural resources rents in their gross domestic product score significantly lower on economic and green complexity. The results thus provide new perspectives for assessing the capabilities of potential hydrogen-producing countries, which may prove useful for policymakers and investors. Simultaneously, this paper contributes to the theory of economic complexity by applying its methods to a new subset of products and using a dataset with long-term coverage.

- **Berliner Dialogforum Import von Wasserstoff und Syntheseprodukten in einer veränderten Welt**

- PRÄSENZVERANSTALTUNG BERLINER DIALOGFORUM, 20. Juni 2022, Workshop, 2022, HYPAT Internetseiten

- **Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War**

- Sukurova, N.; Wietschel, M.; Fragoso Garcia, J.; Müller, V. P.; Franke, K.; Kantel, A.; Graf, M.; Jalbout, E.; Pieton, N.; Abdel-Khalek, H.; Bergup, E.; Weise, F. (2021): Ukrainian Hydrogen Export Potential: Opportunities and Challenges in the Light of the Ongoing War. HYPAT Working Paper 04/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).
- Against the background of the ongoing war of aggression, the working paper analyzes the opportunities and challenges of Ukraine in the topic of hydrogen and Power-to-X products. The main findings are:

Despite the ongoing war, the EU remains interested in Ukraine as a potential future supplier of hydrogen, to meet European energy demand and support Ukraine’s recovery.

Ukraine must adopt European standards for hydrogen and comply with European legislation for hydrogen exports to the EU.

Green steel could become an important export product in the future, generating additional revenues and enabling local value creation in the country.

Ukraine as well as the relevant transit countries have well-established infrastructure for exporting hydrogen and Power-to-X products to Western Europe via pipelines and seaports, but the repurposing of this infrastructure needs to be further investigated.

Important energy infrastructures and land for potential renewable energy (RE) deployment are currently occupied by the Russian military. Apart from that, the war’s uncertain duration and outcome increase the risks of investing in developing the large RE potential in Ukraine. As a result, low-cost RE might only be sufficient to cover domestic demand.

Opportunities and obstacles: The development of a hydrogen economy can bring sociopolitical advantages, such as new jobs. Nevertheless, large-scale hydrogen production in Ukraine might be limited due to water scarcity and competitive water use for the agricultural sector and could imply higher energy costs for households.

- **Green Hydrogen: Implications for International Cooperation With Special Reference to South Africa.**
 - Discussion paper, 2023, [Green hydrogen: implications for international cooperation: with special reference to South Africa \(HYPAT.de\)](#)
 - Green hydrogen – produced with renewable energy – is indispensable for the decarbonisation of economies, especially concerning “hard-to-abate” activities such as the production of steel, cement and fertilisers as well as maritime transport and aviation. The demand for green hydrogen is therefore booming. Currently, green hydrogen is far more expensive than fossil fuel [1] based alternatives, but major initiatives are underway to develop a global green hydrogen market and bring costs down. Green hydrogen is expected to become cost-competitive in the mid-2030s. Given their endowment with solar and wind energy, many countries in the Global South are well positioned to produce low-cost green hydrogen and are therefore attracting investments. Whether and to what extent these investments will create value and employment for – and improve environmental conditions in – the host economies depends on policies. This discussion paper analyses the potential industrial development spillovers of green hydrogen production, distinguishing seven clusters of upstream and downstream industries that might receive a stimulus from green hydrogen. Yet, it also underlines that there is no automatism. Unless accompanied by industrial and innovation policies, and unless there are explicit provisions for using revenues for a Just Transition, hydrogen investments may lead to the formation of socially exclusive enclaves. The paper consists of two parts. Part A provides basic information on the emerging green hydrogen market and its technological ramifications, the opportunities for countries with abundant resources for renewable energy, how national policies can maximise the effects in terms of sustainable national development and how this can be supported by international cooperation. Part B delves into the specific case of South Africa, which is one of the countries that has an advanced hydrogen roadmap and hosts several German and international development projects. The country case shows how a national hydrogen strategy can be tailored to specific country conditions and how international cooperation can support its design and implementation.
- **Positioning Germany in an International Hydrogen Economy: A Policy Review.**
 - Quitzow, R., Almudena Nunez, A. M. (2023): Positioning Germany in an International Hydrogen Economy: A Policy Review. HYPAT Working Paper 03/2023
 - Germany, the European Union member state with the largest fiscal space and its leading manufacturer of industrial goods, is pursuing an ambitious hydrogen strategy aiming at establishing itself as a major technology provider and importer of green hydrogen. The success of its hydrogen strategy represents not only a key element in realizing the European vision of climate neutrality but also a central driver of an emerging global hydrogen economy. This article provides a detailed review of German policy, highlighting its prominent international dimension and its implications for the development of a global renewable hydrogen economy. It provides an overview of the strategy’s central goals and how these have evolved since the launch of the strategy in 2020. It then highlights the strategy’s institutional underpinning and discusses its implications for strategy implementation. Next, it moves on to provide an overview of the strategy’s main areas of

intervention and highlights corresponding policy instruments. For this, we draw on a detailed assessment of 160 hydrogen policy instruments, which have been systematically analyzed and coded. This was complemented by information gathered in six interviews with government officials and staff of key implementing agencies. The article places particular emphasis on the strategy's international dimension. While less significant in financial terms than domestic hydrogen-related spending, it represents a defining feature of the German hydrogen strategy, setting it apart from other strategies in the EU. The article closes with a reflection on the key implications of the German approach for the development of a hydrogen economy in Europe and globally. It emphasizes the importance of systematic policy assessment as a basis for understanding of how policies are driving not only decarbonization but also the sustainability and resilience of a hydrogen economy.

- **HYPAT - Der Wasserstoff Podcast**

- Podcast, 2023-2024, [HYPAT - Der Wasserstoff Podcast](#)
- In dem HYPAT-Podcast werden Informationen zum Thema Wasserstoff im Kontext der Energiewende gebündelt und die relevanten Wasserstoffstudien sowie auch die aktuellsten Ergebnisse aus dem Projekt HYPAT vorgestellt. Moderiert wird dieser Podcast von Dr. Andrea Herbst, Natalia Pieton und Viktor Paul Müller.
- # 1_Wasserstoffimporte, Wietschel, M.
- # 2_Eine Wasserstoffwelt?, Eckstein, J.; Riemer, M.
- # 3_Was haben die Entwicklungsländer im globalen Süden davon?, Strohmaier, R.; Stamm, A.
- # 4_Was ist an nachhaltigem grünem Wasserstoff so wichtig?, Thomann, J.; Riemer, M.
- # 5_Der Faktor Mensch: Die Rolle von Akteuren und Akzeptanz im Aufbau einer globalen grünen Wasserstoffwirtschaft, Kantel, A.
- # 6_Wasserstofftransport – Ein Henne-Ei-Problem?, Ragwitz, M.
- # 7_A policy review of Germany's International Hydrogen Economy, Almudena Nunez, A. M.; Quitzow, R.
- # 8_Modellierung von erneuerbaren Energiesystemen, Neumann, F.
- # 9_Wasserstoff im Untergrund speichern? Alms, K.; Graf, M.
- # 10_Internationale Wasserstoffpartnerschaften und lokale Energiewenden, Vespermann, D.

- **Export Potentials of Green Hydrogen – Methodology for a Techno-Economic Assessment.**

- Pieton, N.; Abdel-Khalek, H.; Fragoso, J.; Franke, K.; Jalbout, E.; Graf, M.; Holst, M.; Kleinschmitt, C.; Müller, V. P.; Mender, F.; Ranzmeyer, O.; Drechsler, B.; Lenivova, V.; Nolden, C.; Voglstätter, C.; Wietschel, M.; Bergup, E.; Sinha, M. F. A. (2024): Export Potentials of Green Hydrogen – Methodology for a Techno-Economic Assessment. HYPAT Working Paper 02/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).
- This working paper describes the quantitative and model-based methodology used in HYPAT to assess hydrogen and Power-to-X (PtX) export potentials in the eight countries Brazil, Ukraine, Namibia, Canada, Morocco, United Arab Emirates, Turkey, and Chile. The

results of the techno-economic assessment are used as a basis for a global hydrogen and PtX atlas and as an indication of hydrogen and PtX price development.

- **Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse.**

- Wietschel, M.; Weißenburger, B.; Rehfeldt, M.; Lux, B.; Zheng, L.; Meier, J. (2023): Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. HYPAT Working Paper 01/2023. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).
- Die Zielsetzung dieses Working Papers, eine Methodenentwicklung und -anwendung für die Erstellung einer langfristigen preiselastischen Nachfrage nach Wasserstoff für Deutschland bis 2045 durchzuführen. Es soll dabei analysiert werden, welche Anwendungen durch eine hohe Preiselastizität und welche durch eine niedrige Preiselastizität gekennzeichnet sind. Daraus lassen sich dann auch Wasserstoffnachfragen in Abhängigkeit von unterstellten Preisentwicklungen berechnen.

- **Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis.**

- Riemer, M.; Zheng, L.; Pieton, N.; Eckstein, J.; Kunze, R.; Wietschel, M. (2022): Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.).
- Hydrogen and synthesis products are considered of high importance in future energy systems and therefore play an increasing role in climate change mitigation strategies. This working paper provides an overview of scenarios for the future development of hydrogen demand from a global perspective. The results show the range of possible developments in total as well as for the sectors industry, buildings and transport. Next to worldwide demand, results for the EU and China are disclosed. The bandwidths of hydrogen demand have been determined based on over 40 recently published energy system and hydrogen scenarios. The focus is on scenarios with ambitious reduction targets for greenhouse gas (GHG) emissions. In the following, these scenarios are referred to as "focus scenarios". In addition, the projected hydrogen demand is compared to the bandwidth of over 300 mitigation scenarios from the 6th Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), referred to as "IPCC scenarios"

- **Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien.**

- Kleinschmitt, C.; Fragoso Garcia, J.; Franke, K.; Teza, D.; Seidel, L.; Ebner, A.; Baier, M. (2022): Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien. HYPAT Working Paper 03/2022. Karlsruhe
- In diesem Bericht werden die weltweiten Potenziale der genannten erneuerbaren Energietechnologien und deren spezifische Kosten dargestellt, die im Rahmen des Projekts HYPAT ermittelt wurden. Diese Ergebnisse werden in HYPAT als Grundlage für die detaillierte Modellierung ausgewählter Länder und zur weiteren Berechnung der weltweiten Wasserstoffpotenziale verwendet.

- **Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Exportländer.**

- Breitschopf, B.; Thomann, J.; Fragoso Garcia, J.; Kleinschmitt, C.; Hettesheimer, T.; Neuner, F.; Wittmann, F.; Roth, F.; Pieton, N.; Lenivova, V.; Thiel, Z.; Strohmaier, R.; Stamm, A.; Lorych, L. (2022): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: Exportländer. HYPAT Working Paper 02/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).
- Ziel dieser Studie ist die Entwicklung und Anwendung eines Analyserasters zur Bewertung möglicher Wasserstoff-Produktions- und Exportländer. Grundlage dieses Rasters bilden

die Anforderungen an die Nachhaltigkeit im weitesten Sinne, d. h. die ökonomische, ökologische und soziale Nachhaltigkeit.

- **Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten.**
 - Martin Wietschel et al. (2022). Krieg in der Ukraine: Auswirkungen auf die europäische und deutsche Importstrategie von Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT-Impulspapier.
 - Der Krieg von Russland mit der Ukraine hat auf vielen Seiten zur Erkenntnis geführt, dass die bisher geltende Gewissheit, dass enge Handelsbeziehungen zu einer stabilen Energieversorgung führen, zu hinterfragen ist. Um unsere Resilienz zu erhöhen, müssen zentrale strategische Annahmen auf den Prüfstand gestellt werden. Das Zukunftsthema Wasserstoff ist davon in besonderem Maße betroffen. Hier stehen strategische Entscheidungen an, die langfristige ökonomische und politische Auswirkungen haben. In diesem Impulspapier wird auf einzelne Aspekte eingegangen, es werden Ansätze für eine mögliche Neubewertung diskutiert und offene Fragen aufgeworfen. Impulspapier.
- **Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten.**
 - Thomann, J.; Edenhofer, L.; Hank, C.; Lorych, L.; Marscheider-Weidemann, F.; Stamm, A.; Thiel, Z.; Weise, F. (2022): Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Working Paper 01/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.).
 - Derzeit wird über die Nachhaltigkeit von grünem Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten stark diskutiert. Dieses Working Paper greift die Diskussion auf und dient als Grundlage, um im Forschungsvorhaben HYPAT ein gemeinsames Verständnis zur Nachhaltigkeit von Wasserstoff und seinen Syntheseprodukten zu entwickeln. Die in diesem Dokument erarbeiteten Kriterien dienen als Hintergrundinformationen für Potenzialbetrachtungen, ökonomische Berechnungen und Modellrechnungen innerhalb von HYPAT. Sie sind das Ergebnis von Literaturrecherchen, der Teilnahme an Workshops, Interviews und vor allem der Diskussionen innerhalb des HYPAT-Arbeitspakets «Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff». Das Papier berücksichtigt dabei auch die verschiedenen Standpunkte aus diesen Diskussionen. Da diese Ergebnisse für die weitere Entwicklung der grünen Wasserstoffwirtschaft nicht ohne Belang sind, sollen sie mit der Veröffentlichung dieses Papiers einem größeren Nutzerkreis verfügbar gemacht werden.
- **Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen.**
 - Wietschel, M., Eckstein, J.; Riemer, M.; Zheng, L.; Lux, B.; Neuner, F.; Breitschopf, B.; Pieton, N.; Nolden, C.; Pfluger, B.; Thiel, Z.; Löschel, A. (2021): Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen. HYPAT Working Paper 01/2021. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.)
 - Das vorliegende Working Paper das Ziel, die verschiedenen Herausforderungen bei der Erhebung von Marktentwicklungen und Preisszenarien für Wasserstoff und Derivate aufzuzeigen und einen methodischen Ansatz zur Ermittlung von Preisen zu entwickeln. Der Fokus liegt dabei auf Wasserstoff. Zudem werden auch dessen Derivate wie Methanol oder Ammoniak betrachtet, dessen Transportkosten allerdings bei längeren Distanzen deutlich geringer sind im Vergleich zu Wasserstoff. Weiterhin ist eine gut ausgebaute Pipelineversorgung im relevanten Ausmaß bei Wasserstoff gut vorstellbar, während die Derivate Ammoniak und Methanol fossilen Ursprungs heute schon über größere Distanzen

mit Schiffen transportiert werden. Die Transportinfrastrukturen bestehen somit bei diesen Derivaten schon, während sie bei Wasserstoff noch aufgebaut werden müssen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Globaler Anteil von Wasserstoff einschließlich Derivate in weltweiten Szenarien in Abhängigkeit der Treibhausgasminderungsquote.....	8
Abbildung 2:	Globaler Anteil von Wasserstoff einschließlich Derivate am gesamten Endenergieeinsatz in weltweiten Szenarien mit ambitionierten Treibhausgasminderungszielen.....	9
Abbildung 3:	Globales Stromerzeugungspotenzial aus Erneuerbaren Energien für unterschiedliche spezifische Kosten und 2% WACC. sowie der weltweite Endenergiebedarf im Jahre 2025.....	11
Abbildung 4:	Spezifische Stromerzeugungskosten für PV im Jahr 2050.....	11
Abbildung 5:	Spezifische Stromerzeugungskosten für Wind im Jahr 2050.....	12
Abbildung 6:	Globales Stromerzeugungspotenzial für unterschiedliche spezifische Kosten und länderspezifischen Kapitalkosten (spezifischen WACC).....	12
Abbildung 7:	Summe der Volllaststunden von Wind und PV.....	13
Abbildung 8:	UGS-Potenziale von Wasserstoff in den untersuchten Exportländern in TWh. Länderkürzel: BR – Brasilien, UA – Ukraine, CA – Kanada, MA – Marokko, AE – Vereinigte Arabische Emirate, TR – Türkei, CL – Chile, NA – Namibia.....	15
Abbildung 9:	Importkosten für Wasserstoff aus PtX-Produkten nach Deutschland aus ausgewählten Exportländern im moderaten Szenario.....	17
Abbildung 10:	Importkosten für gasförmigen Wasserstoff (LCOH) im Falle eines Schiffimportes von LH2, NH3 und LOHC aus Brasilien und einer Rückumwandlung zu molekularem Wasserstoff am Zielort Deutschland für die Jahre 2030 und 2050 und unter Berücksichtigung unterschiedlich großer Exportmengen.....	21
Abbildung 11:	Kostenzusammensetzung für den Pipelineexport von Wasserstoff aus Marokko nach Deutschland im Jahr 2050 in Abhängigkeiten von Exportmengen.....	23
Abbildung 12:	Importbedarf oder Exportpotenzial von Ländern (Export (grün), Import (rot) und Import-/Exportländer unsicher (blau)).....	26
Abbildung 13:	Chinas Nettostromnachfrage (Stromnachfrage im Jahr 2050 minus gesamtes erneuerbares Stromerzeugungspotenzial bei Kosten < 100 EUR/MWh) aufgeteilt auf die verschiedenen Provinzen und bestehende sowie geplante Transportnetzkapazitäten für Strom.....	27
Abbildung 14:	Nach Deckung des Primärenergiebedarfs noch verfügbare Wasserstofferzeugungspotenziale und -kosten (LCOH) von Brasilien im Jahr 2050 (moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh.....	29
Abbildung 15:	Wasserstoffimportpotenzial und -kosten (LCOH) von Brasilien für das Jahr 2050 bei Umwandlung in NH3 für den Schiffstransport und mit Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland (moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh).....	31
Abbildung 16:	Angebotspotenzialkurve für ausgewählte Staaten Nord- und Südamerikas für das Jahr 2050 (Schiffstransport mit NH ₃ -Route inkl. Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland; moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh).....	32
Abbildung 17:	Globale Potenzialkurve für das Wasserstoffangebot für 48 ausgewählte Staaten der Erde für das Jahr 2050 (H ₂ Pipelinetransport oder Schiffstransport mit NH ₃ -Route inkl. Rückumwandlung in molekularen Wasserstoff am Import Hub in Deutschland; moderates Szenario mit länderspezifischem WACC und Berücksichtigung aller EE-Potenziale bis 100 Euro/MWh.....	33
Abbildung 18:	Wasserstoffhandelsströme in der EU und Anrainerstaaten im Jahr 2050 bei einer Realisierung des Hydrogen Backbone zu Neubaukosten.....	35

Abbildung 19:	Wasserstoffpreise in der EU und Anrainerstaaten im Jahr 2050 bei einer Realisierung des Hydrogen Backbone zu Neubaukosten.....	36
Abbildung 20:	Preisabhängige Wasserstoffnachfrage in Deutschland 2045 beim Ziel Treibhausgasneutralität)	37
Abbildung 21:	„Was denken Sie über die Verwendung von grünem Wasserstoff als Lösung für Energie- und Umweltprobleme in Deutschland?“	41
Abbildung 22:	Lokale (a) Stromgrenz- und (b) Wasserstoffkosten bei steigenden Exportmengen.....	43
Abbildung 23:	Anzahl der „grünen H ₂ -Produkte“ innerhalb eines bestimmten RCA-Schwellenwerts mit Farben von hellblau (RCA = 0) bis dunkelblau (RCA ≥2) für neun verschiedene MENA-Länder in den Jahren 1995 und 2019	49
Abbildung 24:	Wahrgenommene Bedeutung von blauem Wasserstoff nach Stakeholdergruppe	55
Abbildung 25:	Durchschnittlicher Anteil unterschiedlicher Produktionstechnologien.....	56
Abbildung 26:	Unsicherheiten im Markthochlauf von grünem Wasserstoff in Argentinien.	57
Abbildung 27:	Betrachtungsgrenzen für die Herstellung von Wasserstoff und Syntheseprodukten.....	60
Abbildung 28:	Stickstoffemissionen in Deutschland	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Meta-Analyse-Ergebnisse für die ausgewählten Defizitländer zu H ₂ -Importbedarfen.	26
Tabelle 2:	Industrielle Entwicklungspfade gemäß nationalen Strategien und Programmen (siehe Altenburg und Strohmaier 2024, unter Begutachtung).....	46
Tabelle 3:	Relative Komplexität der verschiedenen Produktgruppen durch Einordnung in die Quartile der mittleren PCI-Werte aller Produkte von 1995 bis 2019 (Müller & Eichhammer 2023).....	48
Tabelle 4:	Liste ausgewählter Länder für die globale Angebotspotenzialkurve möglicher Wasserstoffimporte Deutschlands im Jahr 2050	76