



Globaler H₂-Potentialatlas

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

HYPAT Working Paper 01/2021

Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen

Autorinnen und Autoren:

Martin Wietschel, Johannes Eckstein, Matia Riemer, Lin Zheng, Benjamin Lux, Felix Neuner, Barbara Breitschopf, Joshua Fragoso, Christoph Kleinschmitt (Fraunhofer ISI)

Natalia Pieton, Christoph Nolden, Benjamin Pfluger (Fraunhofer IEG)

Zarah Thiel, Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Umwelt-/Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit)

Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen

Förderung

Das Projekt HYPAT – H₂-POTENTIALATLAS – 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 Februar 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., 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.).

Veröffentlicht

Datum	Version	Änderung
November 2021	01	
April 2023	02	neuer Disclaimer

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

1	Einleitung	4
2	Problemstellung und Stand des Wissens.....	6
2.1	Notwendigkeit des Imports von Wasserstoff und seinen Derivaten	6
2.2	Von Herstellkosten zu Preisen und den sich daraus ergebenden Forschungsfragen	8
3	Preisbildung auf verschiedenen Energiemärkten	10
3.1	Erdgasmärkte.....	10
3.2	Strommarkt mit erneuerbaren Energien	13
4	Das methodische Konzept zur Modellierung der Preisbildung	17
4.1	Überblick	17
4.2	Ermittlung einer Angebotsfunktion.....	20
4.3	Ermittlung einer Nachfragefunktion	22
4.3.1	Mögliche Entwicklung der Nachfrage in Abhängigkeit der Preise.....	22
4.3.2	Ermittlung der Nachfragekurve.....	23
4.3.3	Einflüsse auf eine globale Nachfrage	26
4.4	Transportwege und Transportkosten.....	27
4.4.1	Ermittlung potentieller Transportpfade.....	27
4.4.2	Ermittlung der Transportkosten in Abhängigkeit des Transportpfades, -menge und -distanz.....	28
4.4.3	Export- und Importhubs.....	30
4.5	Erhebung von Kapitalkosten und Risikoaufschlägen.....	33
5	Erste Umsetzung von Teilen des methodischen Konzeptes	39
5.1	Auswirkungen von unterschiedlichen Kapitalkosten auf Angebotsfunktion	39
5.2	Ein erster Ansatz zur Zusammenführung von Angebot und Nachfrage.....	40
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	43
	Literaturverzeichnis	45
	Abbildungsverzeichnis	48
	Tabellenverzeichnis	49

1 Einleitung

Die heutige Wasserstoffwirtschaft ist aktuell noch ein Sektor ohne größere Handelsaktivitäten. Nur fünf Prozent des weltweit erzeugten Wasserstoffs werden momentan transportiert und gehandelt (siehe Monopolkommission 2021). Dieser Handel wird hauptsächlich von Industriegasanbietern betrieben, die große Industrieverbraucher direkt anschließen. Der Großteil der momentanen Wasserstoffherstellung findet entweder durch diese Industriegasanbieter oder lokal am Ort der Nachfrage durch die Industriebetriebe selber statt, etwa direkt in den Raffinerien, die den Wasserstoff dann weiter nutzen. Daher besteht gegenwärtig ein geringer Bedarf für eine ausgebaute Transportinfrastruktur von Wasserstoff. Wasserstoff wird somit heute nicht auf einem Markt gehandelt. Deshalb sind auch die Kosten der Herstellung meist nicht öffentlich zugänglich oder bei bilateralen Verträgen nicht im Sinne eines freien öffentlichen Markts verfügbar. Die Wasserstoffnachfrage wird nach einer Vielzahl an Studien allerdings künftig deutlich ansteigen (Wietschel et al. 2021), um die ambitionierten Ziele zur Treibhausgasminderung zu erreichen. Auch die Zahl der Anwendungsgebiete wird deutlich zunehmen, und der Wasserstoff wird nicht mehr über fossile Quellen wie heute erzeugt, sondern überwiegend über erneuerbare Energiequellen oder zumindest CO₂-arme Energiequellen.

Da die heimischen Herstellungspotentiale von nachhaltigem Wasserstoff und seinen Derivaten aufgrund der zur Verfügung stehenden Erneuerbaren beschränkt sind, besteht allgemeiner Konsens, dass ein größerer Teil des nachgefragten Wasserstoffs und seiner Derivate durch Importe nach Deutschland gedeckt werden muss. Somit wird der Wasserstofftransport zunehmend wichtiger.

Eine Reihe an Studien hat die Wirtschaftlichkeit und die Importpotentiale analysiert. Allerdings treffen diese Studien i.d.R. keine Aussage über die Markt- und Preisentwicklung, da sie sich bisher i.d.R. nur auf die Analyse der Herstellungs- und Transportkosten beschränken. Für eine realistische Abschätzung sind allerdings die Marktpreise entscheidend. Diese basieren auf Grenzkosten der Herstellung inkl. Transport plus Aufschlägen wie beispielsweise für Gewinne, Risiko, Vertrieb, Gewährleistungen oder Kosten für F&E. Ebenfalls kann der Staat durch Steuern oder Umlagen den Bezugspreis beeinflussen. Auch strategisches Verhalten von Marktteilnehmern, Preisabsprachen und mangelnder Wettbewerb haben einen bestimmenden Einfluss, wie bei den heutigen Öl- und Gaspreisen. So können sich bei hoher Nachfrage und geringem Angebot Knappheitspreise herausbilden (wie heute zeitweise bei Erdöl), oder die Preisbildung orientiert sich an Preisen anderer Energieträger (Indexierung wie Erdgas). Weiterhin ist von Relevanz, ob sich unterschiedliche regionale Märkte und Preisregionen wie bei Erdgas entwickeln oder ein quasi globaler Markt wie bei Erdöl, wobei auch bei Erdöl Produktdifferenzierungen und unterschiedliche Verträge existieren. Unter solchen möglichen Entwicklungen ist vorstellbar, dass Analyseansätze, die sich nur auf Herstellkosten beziehen, die tatsächliche Preisentwicklung und Preisvolatilitäten potentiell unterschätzen.

Vor dieser Problemstellung hat 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 Distan-

zen 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.

Das Working Paper ist folgendermaßen strukturiert: Im folgenden Kapitel wird die Problemstellung anhand des Themas der Notwendigkeit des Imports von Wasserstoff und seinen Derivaten behandelt. Weiterhin wird eine Studiauswertung zur bisherigen wirtschaftlichen Sicht auf importierten Wasserstoff und Derivate dargestellt. Es stellen sich hieraus eine Reihe an offenen Forschungsfragen, die aufgeführt werden. Auf einige der Fragen wird in den folgenden Kapiteln dann eingegangen.

Ausgehend davon, dass die Preisbildung am Gasmarkt Analogien zum Wasserstoffmarkt aufzeigen könnte, wird anschließend in Kapitel 3 die Preisbildung auf den heutigen Erdgasmärkten und Strommärkten behandelt. Analogien zu einem möglichen Wasserstoffmarkt werden aufgezeigt und Überlegungen angestellt, welche Aspekte hieraus auf mögliche Wasserstoffmärkte übertragen werden können.

Im Kapitel 4 wird ein methodisches Konzept zur Ermittlung von Wasserstoff- und Derivatepreisen vorgestellt. Beginnend mit einem Überblick werden die wesentlichen Aspekte zur Ableitung einer Angebotsfunktion, einer Nachfragefunktion, der Transportkosten sowie möglicher Kapitalkosten vorgestellt. Im anschließenden Kapitel 5 werden erste Schritte der Umsetzung des Konzepts präsentiert und Erkenntnisse daraus abgeleitet. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung mit Schlussfolgerungen.

Das Working Paper beschreibt einen methodischen Aspekt vom Projekt HYPAT. Das Projekt HYPAT entwickelt einen globalen Wasserstoff-Potenzialatlas und identifiziert dafür erstmals umfassend mögliche Partnerländer Deutschlands für eine kooperative Entwicklung einer zukünftigen grünen Wasserstoffwirtschaft inklusive der Bedeutung der Produktionsregionen für eine gesicherte, ökonomische und ökologisch nachhaltige Versorgung.

2 Problemstellung und Stand des Wissens

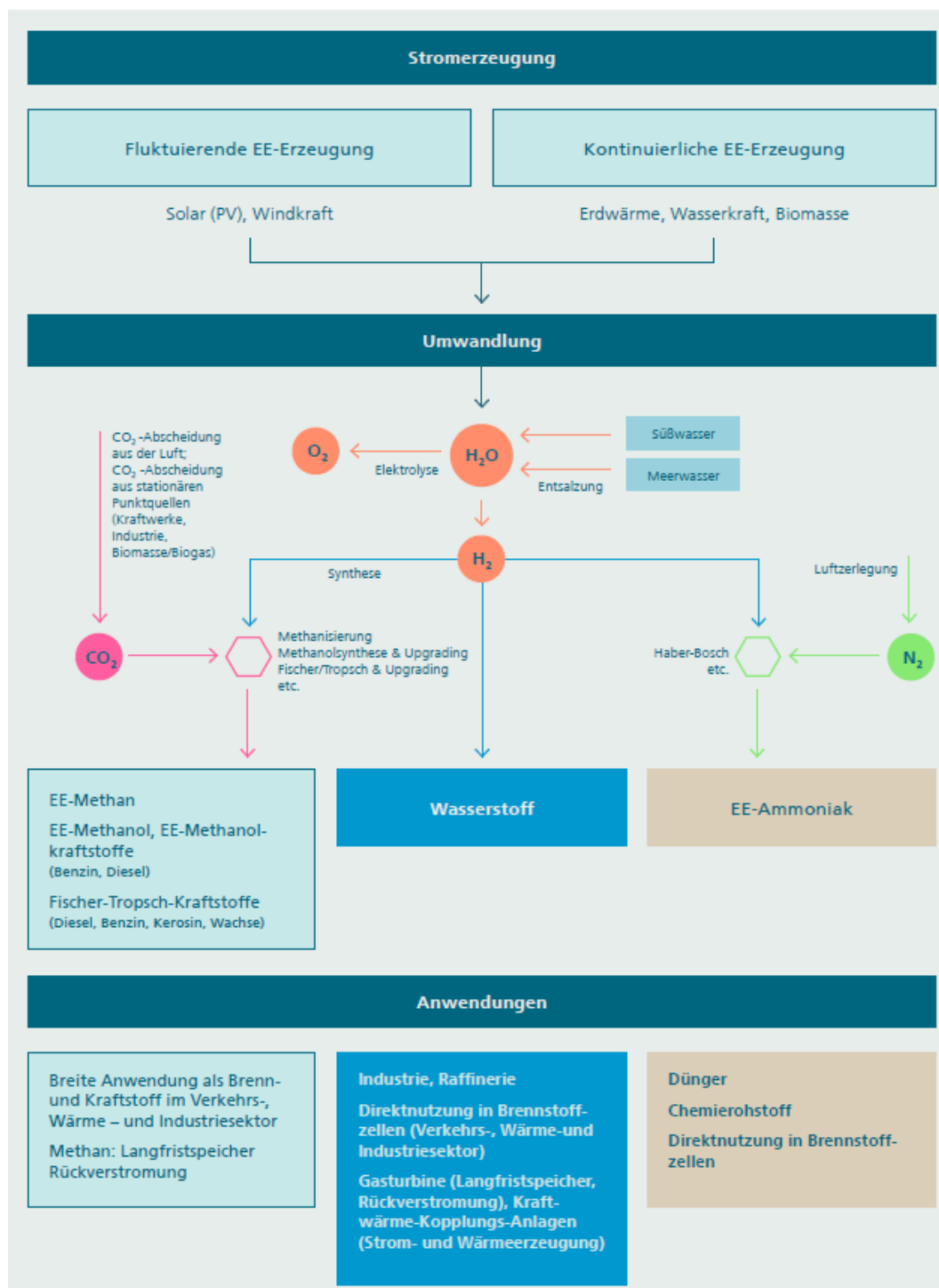
2.1 Notwendigkeit des Imports von Wasserstoff und seinen Derivaten

Das politische Ziel einer Klimaneutralität in Deutschland und der EU bis 2050 verlangt eine völlige Abkehr von fossilen Brenn- und Kraftstoffen bis 2050. Da für die Auswirkungen auf den Klimawandel ebenfalls der Pfad der Treibhausgasreduzierung von heute bis 2050 relevant ist, heißt dies, dass frühzeitig alle Treibhausgasemissionen signifikant zu reduzieren sind.

Die fossilen Brenn- und Kraftstoffe müssen hierfür zum einen durch umfassende Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz eingespart werden und zum anderen sehr weitgehend durch nachhaltige, erneuerbare Energien substituiert werden. Da das Potential nachhaltiger Biomasse beschränkt ist und der Nutzungskonkurrenz mit Nahrungsmittelanbau unterliegt, kommen für die Substitution überwiegend erneuerbarer Strom und darauf aufbauende Energieträger, insbesondere Wasserstoff und seine Derivate in Frage. Soweit es technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist, wird erneuerbarer Strom direkt genutzt, beispielsweise in Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Wärmenetzen oder für Prozesswärmeerzeugung in der Industrie. Es gibt aber eine Reihe von Anwendungen wie die internationale Luft- oder Schifffahrt sowie die Eisen- und Stahlindustrie oder die Grundstoffchemie, in denen dies aufgrund der notwendigen Energiedichten oder verfahrenstechnischer Gründe derzeit nicht möglich erscheint. In solchen Fällen kommen grüner Wasserstoff oder daraus erstellte grüne Syntheseprodukte wie Methanol ins Spiel. Aus diesem Grunde wird grüner Wasserstoff derzeit als ein weiterer wichtiger Bestandteil der Energiewende angesehen und rückt daher derzeit stark in den Mittelpunkt der deutschen und europäischen Klimapolitik. Deutschland und die EU haben Wasserstoffstrategien entwickelt (siehe European Commission 2020 und Bundesregierung 2020). Im Prinzip können auch fossile Brennstoffe in Verbindung mit Carbon Capture, Use oder Storage (CCUS) weiterhin auch bei Klimaneutralität eingesetzt werden. Dies wird besonders intensiv beim „blauen“ Wasserstoff diskutiert, also Wasserstoff, der aus Erdgas in Verbindung mit CCS hergestellt werden soll. Generell trifft CCS insbesondere in Deutschland aber auf eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz. Weiterhin entstehen vorgelagerte THG-Emissionen aus der Produktion und dem Transport von Erdgas.

Um Wasserstoff aus erneuerbarem Strom für den langfristigen deutschen Wasserstoffbedarf ausschließlich in Deutschland oder der EU zu produzieren, steht, den meisten Szenarien zufolge, nicht ausreichend bezahlbarer erneuerbarer Strom in Deutschland zur Verfügung und der Wasserstoff wäre in großen Mengen vergleichsweise teuer (siehe Wietschel et al. 2021). In Sensfuß et al. (2021) wird gezeigt, dass auch in der EU interessante und recht günstige Potentiale für die Wasserstoffherstellung existieren, die auch zur Nachfragedeckung in Deutschland herangezogen werden können. Trotzdem wird der Import aus anderen Weltregionen bei größeren Wasserstoff- und Derivatennachfragemengen derzeit stark diskutiert. Die Idee ist, dass Regionen mit vorteilhaften Bedingungen für erneuerbare Energien (z. B. hoher Solareinstrahlung und günstigen Windbedingungen) kostengünstig nachhaltige Energieträger wie Wasserstoff und seine Derivate produzieren könnten. Diese sogenannten grünen, d.h. auf Basis erneuerbarer Stromproduktion hergestellten, synthetischen Brenn- und Kraftstoffe werden dann nach Deutschland oder in andere Länder exportiert. In Abbildung 1 sind die einzelnen Umwandlungsschritte von der Quelle bis zu Anwendungsbereichen dargestellt.

Abbildung 1: Ausgewählte Umwandlungspfade von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten auf Basis von erneuerbarem Strom (Ragwitz et al. 2020)



Auf der politischen Agenda der Europäischen Kommission ist das Thema Wasserstoff ebenfalls deutlich verankert. In der Wasserstoffstrategie der Europäischen Kommission (siehe European Commission 2020) wird die Frage des Imports von grünem Wasserstoff angesprochen. Ein Ziel

ist, durch die Zusammenarbeit im Bereich der Produktion grünen Wasserstoffs mit Nachbarländern und -regionen der EU, zu deren Übergang hin zu einer sauberen Energieerzeugung beizutragen und nachhaltiges Wachstum und Entwicklung zu fördern. In der aktuellen nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) Deutschlands (siehe Bundesregierung 2020) wird ebenfalls davon ausgegangen, dass voraussichtlich relevante Mengen an grünem Wasserstoff nicht ausreichend in Deutschland produziert werden können. Aus dieser Sicht wird Deutschland auch in Zukunft ein großer Energieimporteur bleiben, mit allen damit verbundenen Konsequenzen. Ein wichtiges Strategieelement der NWS ist deshalb, den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten vorzubereiten.

2.2 Von Herstellkosten zu Preisen und den sich daraus ergebenden Forschungsfragen

Eine Reihe an Studien haben sich mit den Herstellkosten von importierten synthetischen Brenn- und Kraftstoffen auf der Basis von erneuerbarer Stromerzeugung auseinandergesetzt (siehe Lux et al. 2020, IEA 2019, Deutsch et al. 2018, Pfennig et al. 2017, Hobohm et al. 2018, Kramer et al. 2018, Timmerberg et al. 2019, Hank et al. 2020, Fraunhofer IEE 2021, Hydrogen Council 2021). Die Strompreise sowie die Effizienz und die Volllaststunden des Elektrolyseurs haben den größten Einfluss auf die Herstellkosten. Da die Stromkosten aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in Ländern mit entsprechend günstigen klimatischen Voraussetzungen, wie beispielsweise in Nordafrika (Stromgestehungskosten mit PV- und Windanlagen unter 3 ct/kW mit Volllaststunden über 4.000 h/Jahr), deutlich niedriger sind als in Deutschland, sind die reinen Erzeugungskosten von Wasserstoff in diesen Ländern i.d.R. ebenfalls günstiger. Da weiterhin die Transportkosten der synthetischen Brenn- und Kraftstoffe in Abhängigkeit von der Transportentfernung und der Art des Transportes aus diesen Ländern eher gering sind und günstige Erneuerbare-Energien-Potentiale in Deutschland begrenzt sind, kommen viele Studien zu dem Fazit, dass es aus einer Perspektive der Herstellkosten sinnvoll sein kann, die synthetischen Brenn- und Kraftstoffe nach Deutschland oder in die EU zu importieren.

Allerdings werden in den Studien i.d.R. nur die reinen Herstellkosten ohne Steuern und Abgaben ausgewiesen. Weiterhin werden keine Gewinnaufschläge, keine F&E-Kosten, keine Vertriebskosten etc. berücksichtigt. Allerdings funktioniert eine Wirtschaft bzw. ein Markt nicht auf der Basis von Herstellkosten. Die Analyse anderer Energiemärkte wie die Öl- und Gasmärkte zeigt, dass die Importpreise auch durch ganz andere Faktoren wie Knappheiten oder strategischem Verhalten wesentlich geprägt sind und oftmals weit über den Explorations- und Transportkosten liegen. Eine ökonomische Bewertung von Wasserstoff- und Derivatimporten muss deshalb über die reine Analyse der Herstellkosten hinausgehen.

Somit stellen sich folgende Forschungsfragen bzw. Teilfragen, die drei Dimensionen umfassen:

- Dimension Marktmechanismus: Wie wird die Preisbildung auf Wasserstoff- und Derivatmärkten stattfinden?
 - a. Inwieweit ist mit einem vollkommenen Markt (Wettbewerbsmärkte, bei denen die Preisbildung problemlos ist) zu rechnen?
 - b. Oder ist eher von der Herausbildung unvollkommener Märkte (z. B. wegen Monopol, Oligopol, Produktdifferenzierung, Intransparenzen, staatlicher Eingriffe) auszugehen?
- Dimension Marktgröße: Welche oder wie viele Märkte wird es geben?

- a. Wird es einen globalen Weltmarkt geben (in Analogie zum Ölmarkt oder Steinkohlemarkt)?
- b. Oder wird es eher regionale Märkte oder Preiszonen geben, u. a. aufgrund von Transportkosten, Nutzung von Transport- und Verteilinfrastrukturen, Engpässen (in Analogie zum Gasmarkt)?
- c. Welche Rolle spielen bilaterale Verträge?
- Zeitliche Dimension: Wie wird die Marktbildung sich über die Zeit entwickeln?
 - a. Werden zunächst einzelne bilaterale Verträge zwischen Industriepartnern dominieren?
 - b. Werden im Laufe der Zeit mehr und mehr Akteure als Produzenten und Lieferanten in den Markt eintreten, oder findet eine Marktkonzentration auf wenige globale Akteure statt – zu Beginn oder erst in einer späteren Phase?

Diese Fragestellungen dienen als Orientierung und Leitfragen für die Analysestruktur und Abschätzung zukünftiger Marktpreise. Das Working Paper beantwortet diese Fragen nicht vollumfänglich, sondern geht auf einzelne ein. Zuerst wird dafür der Erdgas- und der Strommarkt bezüglich Preisbildung analysiert und daraus erste Schlussfolgerungen für die Etablierung eines Wasserstoff- und Derivatemarkt gezogen. Danach wird die Dimension Marktmechanismus über die Abschätzung einer Angebots- und Nachfragefunktion unter Annahme eines vollkommenen Marktes behandelt. Erste Überlegungen zur zeitlichen Etablierung eines Marktes schließen sich an. Die Dimension der Marktgröße wird nur am Rande unter dem Aspekt gestreift, ob die Transportinfrastruktur eher für regionale Märkte oder globale Märkte spricht.

3 Preisbildung auf verschiedenen Energiemärkten

3.1 Erdgasmärkte

Insbesondere Wasserstoff, aber auch einige seiner Derivate weisen hinsichtlich Investitionsbedarfen, Transportinfrastruktur und potentiellen Anwendungsfeldern Parallelen zu Erdgas auf. Daher werden im Folgenden Determinanten des Erdgaspreises betrachtet, um anschließend mögliche Preisbildungsmechanismen auf einem künftigen Wasserstoffmarkt zu identifizieren. Der vorliegende Abschnitt geht überdies auf historische Entwicklungen sowie vergleichend auf den Ölmarkt ein.

Im Gegensatz zu Rohöl existiert aufgrund des vorwiegenden Transports über Pipelines und der weiterhin hohen Kosten für per Schiff zu transportierendes Flüssiggas derzeit kein einheitlicher Weltmarkt für Erdgas. Stattdessen haben sich grob die drei Hauptmarktregionen Nordamerika, Ostasien und Europa etabliert¹, auf denen anhaltende Diskrepanzen bei den Erdgaspreisen zu beobachten sind. In Abhängigkeit der Marktstruktur lassen sich verschiedene Preisbildungsmechanismen – insbesondere die *Öl-indizierte und Hub-basierte Bepreisung* – unterscheiden, die im Zeitverlauf und über die Preiszonen variieren².

Dass Gas aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften primär über Pipelines transportiert wird, begründet einen Marktrahmen basierend auf *bilateralen Verträgen*. *Langfristige Verträge* bieten dabei Möglichkeiten zur Risikostreuung vor dem Hintergrund langfristiger Kapitalinvestitionen mitsamt ortsspezifischer Anlagekosten der Erdgasanbieter. So sind in den Verträgen etwa häufig „Take or pay“-Klauseln enthalten, in denen der Abnehmer den Kauf einer Mindestmenge zusagt. Langfristkontrakte können zudem Transaktionskosten, z. B. für die Akquise von Kunden, Verhandlungen oder die Sicherung des Umsatzstroms zur Refinanzierung von Investitionen, verringern. Langfristige Vertragsobligationen weisen in Erdgasmärkten zudem traditionell eine an den Ölpreis gekoppelte Preisbindung auf. Das Ausmaß der Öl-Indizierung variiert regional und länderspezifisch stark.³ Inzwischen existiert vereinzelt auch eine Kopplung an Preise anderer Energieträger wie Kohle oder Strom sowie an Benchmark-Erdgaspreise, z. B. den Henry Hub US-Börsenpreis (Hauser et al. 2016, Zhang et al. 2018).

¹ Die Segmentierung des Erdgasmarkts kann auch durch eine feinere Unterscheidung von Handelsregionen abgebildet werden. Im Gasmarkt Report der IEA (2021) wird z. B. die Nachfrage und Produktion nach sieben Weltregionen (Afrika, Asien/Pazifik, Zentral- & Südamerika, Eurasien, Europa, Mittlerer Osten, Nordamerika) aufgeschlüsselt.

² In der Literatur besteht teils noch Uneinigkeit, welche Form der Preisfindung (via Hub oder Ölpreis) zu bevorzugen ist. Befürworter der Öl-Indizierung argumentieren, dass Öl und Erdgas weiterhin als Substitute zu betrachten seien. Fürsprecher der Hub-basierten Variante gehen davon aus, dass dieses Preissystem Angebots- und Nachfragefaktoren besser abbildet und einen effizienteren Marktrahmen bietet, der Preisblasen verringert (Zhang et al. 2018).

³ Zum Beispiel hatte die Preiskopplung 2008 einen Einfluss auf ca. 30 % der Erdgaspreise im großbritannischen Markt, der zu dem Zeitpunkt bereits durch Deregulierung und Hub-Bepreisung gekennzeichnet war, während sich dieser Anteil im größeren westeuropäischen Markt noch auf ca. 80 % belief. In Osteuropa, wo Pipelinegas aus Russland den Angebotsanteil dominiert, machte die Öl-indexierte Methode bis zu 95 % des Erdgaspreises aus (Hauser et al. 2016).

Nordamerika hat sich mit der Erschließung von unkonventionellem Gas von einem Import- zu einem Exportland entwickelt. Für die USA zeigen empirische Analysen bereits seit 2009 eine vollständige Preisentkopplung zwischen Öl und Gas, welche ebenfalls auf den Anstieg der Schiefergasförderung zurückgeführt wird (Hauser et al. 2016). Der US-Markt zeichnet sich durch eine hohe Liquidität, viele Akteure und geringe Transaktionskosten aus (Neumann et al. 2013). Es findet Großhandel über Hubs statt, der stark preis- und wettbewerbsgetrieben ist.

Dem gegenüber steht der vorwiegend mengengetriebene *asiatische Markt*, der vor dem Hintergrund weitreichender heimischer Rohstoffknappheit auf eine sichere Erdgasversorgung abzielt. Die geringe Preiselastizität der Nachfrage lässt (Risiko-)Preisaufschläge zu. Höhere Preise werden zudem durch vorherrschende monopolistische Marktstrukturen, respektive wenige Marktteilnehmer, begünstigt. Es dominieren langfristige, an den Ölpreis gekoppelte Verträge (Neumann et al. 2013, Zhang et al. 2018).

Schließlich treffen auf dem *europäischen Markt* die globalen Knappheitsverhältnisse zusammen. In Europa liegen Preise zu einem Niveau zwischen den tendenziell niedrigen US-Preisen und hohen Preisen auf dem asiatischen Markt vor. Langfristverträge gelten als Eckpfeiler der Struktur des europäischen Erdgasmarkts (Hauser et al. 2016). Leicht rückläufige Vertragslaufzeiten werden unter anderem auf einen fundamentalen Wechsel des europäischen Marktrahmens hin zu einem Gas-on-Gas (GoG)-Wettbewerb zurückgeführt, der insbesondere in Nord- und Zentraleuropa zunehmend dominiert (ebd.). Allerdings spielt die Öl-indizierte Preisfindung trotz Liberalisierungstendenzen, der weitreichenden Substitution von Öl durch Erdgas in den nationalen Energiesektoren und dem zunehmenden Handel über Hubs in Europa weiterhin eine große Rolle. Mehrere Studien zeigen mit Kointegrations-Regressionsanalysen, dass abgesehen von kurzzeitigen Entkopplungen des Erdgas- und Ölpreises, die langfristige Preisbeziehung in Europa hält (Hauser et al. 2016). Dies wird mitunter damit erklärt, dass die Gewöhnung der Marktteilnehmer an Öl-indizierte Gasverträge eine Pfadabhängigkeit geschaffen hat. Die Hoffnung, durch Liberalisierungsreformen im europäischen Gasmarkt Vorteile von wettbewerblicher Bepreisung an Umschlagsplätzen zu realisieren, muss demnach gegebenenfalls gedämpft werden (ebd.). Neben diesen aggregierten Beobachtungen sei darauf hingewiesen, dass eine deutliche Segmentierung der nationalen europäischen Erdgasmärkte besteht (Neumann et al. 2013).

Zusätzlich zu den angeführten strukturellen Aspekten wird der Erdgaspreis durch angebots- und nachfrageseitige Faktoren beeinflusst (Hauser et al. 2016). Diese sind in Tabelle 1 dargestellt. Zu den primären *langfristigen* Determinanten zählen Preisentwicklungen von Kohle und Öl bzw. das Ausmaß der Ölpreisindizierung, Entwicklung der Infrastruktur und der Umfang an Erdgasreserven (Hauser et al. 2016, Nick et al. 2014). Energie- und Klimapolitik ist eine weitere, potentiell hochrelevante Einflussgröße für den Erdgaspreis (Hauser et al. 2016). In der *kurzen Frist* sind saisonale Schwankungen sowie kurzfristige Veränderungen von Marktgegebenheiten von Bedeutung für die Preisbildung (ebd.). Die Nachfrage nach Erdgas ist besonders sensitiv gegenüber Temperaturschwanken (IEA 2021). Neben Temperaturschocks identifizieren Nick et al. (2014) mittels eines Vektor-Autoregressionsmodells (VAR) auch Angebotsschocks als kurzfristige Einflussgröße auf den Gaspreis. Der Haushaltskundenpreis für Erdgas setzte sich 2020 in Deutschland etwa zur Hälfte aus dem Preis für Beschaffung und Vertrieb und je ungefähr zu einem Viertel aus Netznutzungs-Entgelten und staatlich gesetzten Preiskomponenten wie Steuern zusammen (Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt 2021).

Tabelle 1: Angebots- und nachfragegetriebene Preisdeterminanten von Erdgas (eigene Darstellung, basierend auf Hauser et al. 2016)

	Zeitraumen	Erläuterung/ Kommentar	
Infrastruktur	Kurz- bis mittelfristig	• Angebotsunterbrechungen (z. B. russisch-ukrainische Pipeline in 2009) • LNG-Lieferkette sehr komplex, damit anfällig für unvorhergesehene Unterbrechungen und Verzögerungen	Angebotsgetrieben
	Langfristig	• Planung und Ausbau (Abbau von Restriktionen des Pipeline-Netzwerks)	
Erdgasreserven/ Ressourcen	Langfristig	• Heimische Ressourcen bestimmen (zusammen mit Maßnahmen zur Diversifizierung) das Ausmaß der Importabhängigkeit eines Landes	
Speicherkapazität	Kurzfristig	• Kann ortsgebundene Preise beeinflussen • Preissignale, die aus den Füllständen der Gasspeicher resultieren, können einen starken Einfluss auf die Preisvolatilität von Erdgas haben • Insb. vor dem Hintergrund saisonaler Nachfrageschwankungen und damit verbundener Asymmetrie zwischen Produktion und Konsum	
Geopolitische Spannungen und Krisen		• Angebotsunterbrechungen führen zu Preisschwankungen (je nach verfügbarer Speicherkapazität)	
Energie-/ Klimapolitik	Langfristig	• Unsicherheit bzgl. Wirkung; bislang relativ geringer Einfluss auf Erdgaspreise • Erdgas als Übergangsenergieträger zur Reduktion von THG, aber: erwartetes Wachstum in der Verwendung von Erdgas zur Energieerzeugung bislang nicht eingetreten	Nachfragegetrieben
Saison und Wetter	Kurzfristig	• Wöchentliche Komponente: starker Nachfragerückgang an Wochenenden, wenn industrielle Firmen nicht operieren • Jährliche Komponente: Heizanwendungen, insb. Temperaturschwankungen, Wintermonate	
Wirtschaftswachstum	Mittelfristig	• Besondere Responsivität im Industrie- und Stromsektor (Erdgaspreise in diesen Sektoren korrelieren mit ökonomischen Wachstumsmustern in der kurzen, mittleren & langen Frist) • Höhere Preise in Wachstumsphasen aufgrund gesteigerter Nachfrage	

Der Preisfindungsprozess im Gasmarkt ist, verglichen mit dem Ölmarkt, historisch und bis heute deutlich weniger marktgetrieben und weniger effizient. Der Gasmarkt zeichnet sich überdies durch eine geringere Transparenz aus, die strategisches Verhalten einzelner Insider ermöglicht. Ursachen dafür liegen unter anderem in vertraglichen Geheimhaltungsklauseln, einer Vielzahl unterschiedlicher Einheiten, in denen Erdgas gemessen wird, unterschiedlichen Währungen sowie für viele Länder fehlenden Statistiken über Inlandspreise. Hinzukommend ist oligopolistisches Verhalten insbesondere bei angebotsseitigen Marktteilnehmern möglich, da diese jeweils über große Anteile der Angebotsmenge verfügen. Die Bildung eines Kartells, wie OPEC oder OPEC+ im Ölmarkt ist aber unwahrscheinlich, trotz der potentiellen Ausübung von Marktmacht bei wenigen Akteuren mit damit verbundenen Ineffizienzen (Egging et al. 2006, Stern 2020).

Schlussfolgerungen für die Preisbildung im künftigen Wasserstoffmarkt

Es erscheint plausibel, dass es aufgrund der zu Erdgas vergleichbaren hohen Investitionsbedarfe, etwa in Produktionsanlagen und Infrastruktur, auch für den Handel von Wasserstoff zunächst langfristige und bilaterale Verträge geben wird.

Die Transportkosten für Wasserstoff und seine Derivate sind vom gewählten Transportpfad abhängig (s. Abschnitt 4.4). Ein Transport über Pipelines lässt zunächst eine regionale Segmentierung des Wasserstoffmarkts erwarten. Mit günstigen Optionen für den Langstreckentransport, insbesondere per Schiff, würde theoretisch eine Konvergenz der regionalen Preise möglich. Ob sich ein globaler Markt wie für Öl herausbildet, ist jedoch fraglich. Im Fall von Erdgas bleibt eine Angleichung der Preise, u. a. durch begrenzten LNG-Handel noch aus⁴. Langfristverträge spielen trotz weitestgehender Fertigstellung der Infrastruktur und zunehmender Marktliberalisierung weiterhin eine vorherrschende Rolle. In der Zusammenschau ist ein Weltmarkt für Wasserstoff somit zumindest kurz- bis mittelfristig wohl eher nicht zu erwarten.

Die Höhe einzelner Preisbestandteile, wie etwa der zu entrichtenden Abgaben, hängt zudem vom Einsatzkonzept der Produktionsanlage ab. So macht es z. B. einen Unterschied für die Investitionsbedarfe, Erlöse und regulatorisch bedingten Kosten einer Power-to-Gas-Anlage, ob diese unmittelbar durch eine neue EE-Anlage oder über das Stromnetz mit Strom versorgt wird (Haumaier et al. 2020).

Des Weiteren ist für die Abschätzung von Wasserstoffpreisen die Frage nach Konkurrenzprodukten zentral. So fand auch im Erdgasmarkt eine Preisbindung an die bedeutendsten Substitute Kohle und Öl statt. Ob und inwiefern der Wasserstoffpreis vertraglich an den Preis anderer Energieträger gekoppelt sein wird, hängt somit auch besonders vom Anwendungsbereich ab.

Ebenfalls offen ist, inwiefern eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff (gegenüber Wasserstoff, der nicht mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde) besteht, welche Preisauflagen für die Eigenschaft „grün“ zulässt.

Schließlich spielt die politisch-regulatorische Begleitung des Wasserstoffmarkthochlaufs etwa durch die Ausgestaltung von Anreizinstrumenten und Begrenzung von Marktmacht eine bedeutende Rolle⁵.

3.2 Strommarkt mit erneuerbaren Energien

Am Strommarkt bildet sich ein Marktpreis, dem die nachgefragte Menge Strom genau der angebotenen Menge Strom entspricht, d. h., es werden Erzeugung und Verbrauch von Strom aufeinander abgestimmt. Der Strommarkt umfasst dabei je nach Zeitpunkt zwischen Vertragsabschluss und Lieferung den Termin- und Spotmarkt (day ahead), wobei letzterer dazu dient,

⁴ Gründe für den eingeschränkten Handel mit Flüssiggas liegen in besonderen technischen Anforderungen, hoher Kapitalintensität und Transportkosten (Neumann et al. 2013).

⁵ Ein Beispiel der Energiemarktüberwachung stellt die EU-Markttransparenzverordnung (REMIT) dar. Daneben sei ergänzend bemerkt, dass das komplexe Regulierungssystem in der EU auch Transaktionskosten für die Marktteure verursacht und eine Integration der nationalen Märkte erschwert hat (Neumann et al. 2013).

den Bedarf für den nächsten Tag abzustimmen. Der Handel mit Kontraktabschluss und Lieferung am gleichen Tag wird als Intraday-Markt bezeichnet und ist ein Teilmarkt des Spotmarktes. Der Handel kann über die elektronische Strommarktbörse z. B. EPEX oder außerbörslich „over-the-counter“ (OTC), also bilateral abgewickelt werden. Abgeschlossen werden Kontrakte für eine vereinbarte Liefermenge, einen vereinbarten Zeitraum und Preis. Preissetzend für den gehandelten Zeitraum ist an der Börse immer der Angebotspreis des noch verbleibenden günstigsten Kontrakts, der gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu erfüllen. Die an der Börse gehandelten aktuellen Mengen und Preise des Stroms sind für alle Strommarktteilnehmer verfügbar, d. h., der Markt ist transparent. Kaufen und verkaufen können alle (größeren) Erzeuger und Stromversorger und große Stromverbraucher, die sich an der Börse registrieren. Daher wird dieser Markt auch als Großhandelsmarkt bezeichnet. Der OTC-Markt ist weniger transparent als die Strombörse, d. h., die gehandelten Mengen und Preise sind bedingt zugänglich. Anbieter und Käufer von Strom können sowohl an der Börse wie auch dem OTC-Handel teilnehmen und so je nach Angebots- oder Nachfragesituation an dem einen oder anderen Markt agieren. Da Strom nur begrenzt speicherbar ist, wird der Angebotspreis stark von seiner physikalischen Verfügbarkeit, also auch von den fluktuierenden variablen Erneuerbaren-Energieerzeugungsanlagen beeinflusst. Zur Verringerung dieser Preisvolatilität werden verschiedene Maßnahmen ergriffen wie bspw. Kontrakte mit flexiblen Lasten und Erzeugung sowie Speicherung von Strom (Regelenergiemarkt). Auf dem Einzelhandelsmarkt kommen große und kleine Energieversorger und Endverbraucher zusammen und schließen bilaterale stark standardisierte Stromlieferverträge ab. Der Strompreis für die Endverbraucher umfasst nicht nur den Preis für die Energiekomponenten, sondern auch für Netze und weitere Energiedienstleistungen, sowie Steuern und Umlagen.

Voraussetzungen für den Stromhandel und die Existenz eines funktionierenden Markts sind neben Transparenz und Wettbewerb auch die Homogenität des gehandelten Gutes. Wird die Herkunft des Stroms als weiteres Produktmerkmal herangezogen, können sich zwei (Teil)Märkte herausbilden, auf denen grüner, nachhaltiger oder erneuerbarer Strom und herkömmlicher Strom (in der Regel ein Strommix aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen) zu unterschiedlichen Preisen und Mengen gehandelt werden. Durch diese Produktdifferenzierung entsteht somit ein weiterer Teilmarkt für Strom. Der Großhandel für diesen Teilmarkt erfolgt zum großen Teil als OTC, der Einzelhandel über verschiedene Marktplätze für Kleinverbraucher. Grüner Strom kann natürlich als nicht-differenziertes Produkt, also als „Strom“ auch an der Börse gehandelt werden.

Der Staat kann bei Marktversagen in den Strommarkt eingreifen, beispielsweise über einen CO₂-Preisauflage, der darauf abzielt, die externen Kosten, die bei Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, zu internalisieren. Weitere Instrumente sind die festen Einspeisevergütungen, die in der Regel Kleinerzeuger von erneuerbaren Energien bei Einspeisung in das Stromnetz unabhängig vom aktuellen Stromangebot und der Stromnachfrage erhalten. Durch diesen Eingriff in den Markt wird je nach Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen eine bestimmte Menge Strom völlig unabhängig vom Marktpreis eingespeist. Diese vorrangige Einspeisung verschiebt damit die Steigung der Stromangebotskurve nach rechts. Bei gleichbleibender Nachfrage sinkt damit der Strompreis an der Börse.

Um diese Marktverzerrung zu vermindern, aber gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt voranzubringen und erneuerbaren Energien besser in den Strommarkt zu integrieren, hat die Politik den marktbasierten Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben

und den Auktionsmarkt für erneuerbare Energien eingerichtet. Auf diesen Märkten bieten Projektentwickler in Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen ein festgelegtes Volumen oder Kapazität zu einem bestimmten Preis über einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren an. Die günstigsten Anbieter bekommen entsprechend ihres Angebotspreises so lange den Zuschlag für die jeweils gebotene Menge, bis das Ausschreibungsvolumen erreicht wird. Mit dem Zuschlag verbunden ist ein Abnahmevertrag, der Abnahmepreisregelungen, Laufzeiten und Volumen/Kapazitäten umfasst, also eine Art staatliche Stromabnahmevertrag. Ähnliche Auktionen werden auch durch private Großverbraucher wie Datenzentren oder energieintensive Industrien zur Deckung ihres Strombedarfs durchgeführt. Diese Kontrakte werden private Power Purchase Agreements (PPA) genannt und können auch bilateral gehandelt werden.

Zusammengefasst ist festzuhalten, dass der Strommarkt durch unterschiedlich transparente Märkte, Produktdifferenzierung und Eingriffe des Staats unterschiedliche Teilmärkte mit unterschiedlichen Preissetzungsmechanismen herausbildet, die jedoch stark interagieren können, d. h., die gleichen Akteure können auf unterschiedlichen Teilmärkten unterwegs sein und unterschiedliche Preisfenster nutzen. Somit sind die Preise auf den verschiedenen Teilmärkten teilweise korreliert. Die verschiedenen Stromteilmärkte sind in Tabelle 2 mit ihren Charakteristika nochmals überblicksartig zusammengefasst.

Tabelle 2: Überblick Stromteilmärkte mit ihren Charakteristika

	Strombörse	OTC	„Grünstrom“	Kleinerzeugermarkt	Auktionsmarkt	PPA Markt
Produktmerkmal	Strom aus Erzeugungsmix	Strom aus Erzeugungsmix	Erneuerbarer Strom	Erneuerbarer Strom	Liefervertrag	Private PPA
Markt	- transparent - große Anzahl an Teilnehmern	- bedingt transparent - bilateraler Austausch	- transparent - beschränkte Anzahl Teilnehmer	kein Markt	- transparent - Wettbewerb	- bedingt transparent - Wettbewerb unklar
Produkt	undifferenziert	undifferenziert	differenziert	differenziert	differenziert	undifferenziert- oder differenziert
Preismechanismus	Markt	bilaterale Verhandlung	Markt	Politikinstrument	Auktion (öffentlich)	Auktion (privat)
Mengensteuerung	Preis	Preis	Preis	-	öffentlicher Tender	privater Tender
Risiken Investor	Preis/Abnahmefisiko	Preis/Abnahmefisiko	Preis/Abnahmefisiko	null	Auktionsrisiko	abhg. von Vertrags-, Auktionsdesign
Marktverzerrung	nein	nein	nein	ja	?	nein
Mehrkosten für Staat	nein	nein	nein	ggf. ja	ggf. ja	nein
Mehrkosten für Verbraucher	keine (exkl. CO ₂ Preis)	keine (exkl. CO ₂ Preis)	Zahlungsbereitschaft für „Nachhaltigkeit“	abhg. von Finanzierung der Vergütung	abhg. von Finanzierung der Preise	abhg. von Vertragsausgestaltung

Mit Blick auf den Wasserstoffmarkt stellt sich nun die Frage, welche Akteure am Markt aktiv sein werden, wie stark der Staat eingreifen wird und welche Marktmechanismen sich etablieren werden. Aufgrund der Produktdifferenzierung bei Wasserstoff – grüner, blauer, grauer Wasserstoff – könnten sich Teilmärkte herausbilden, sofern für die Nachhaltigkeitsmerkmale eine höhere Zahlungsbereitschaft seitens der Abnehmer besteht. Da grüner Wasserstoff auch auf dem Teilmarkt für grauen Wasserstoff gehandelt werden kann, bestehen auch hier Interaktionen zwischen den Märkten. Da die Produktion von Wasserstoff große Investitionen erfordert und auf der Nachfrageseite zunächst große Energieverbraucher oder -versorger stehen, ist es sehr wahrscheinlich, dass in einer ersten Phase bilaterale Lieferverträge analog zu den privaten PPA abgeschlossen werden. Sofern über staatlich ausgeschriebene Auktionen Lieferverträge zustande kommen, wird sich auch hier ein Teilmarkt etablieren. Ein wesentlicher Unterschied zum Strommarkt ist allerdings die Verteilung bzw. der Transport von Wasserstoff. Während Strom aufgrund der guten Infrastruktur und seiner relativ guten Transportfähigkeit für das gesamte Marktgebiet verfügbar ist, bestehen bei Wasserstoff noch deutliche Einschränkungen, die sich auf die Marktbildung auswirken können. Darüber hinaus können Derivate aus Wasserstoff gebildet werden, wie beispielsweise Methanol oder Ammoniak, die wiederum mit ihren jeweiligen „Rohstoff-Märkten“ interagieren können.

4 Das methodische Konzept zur Modellierung der Preisbildung

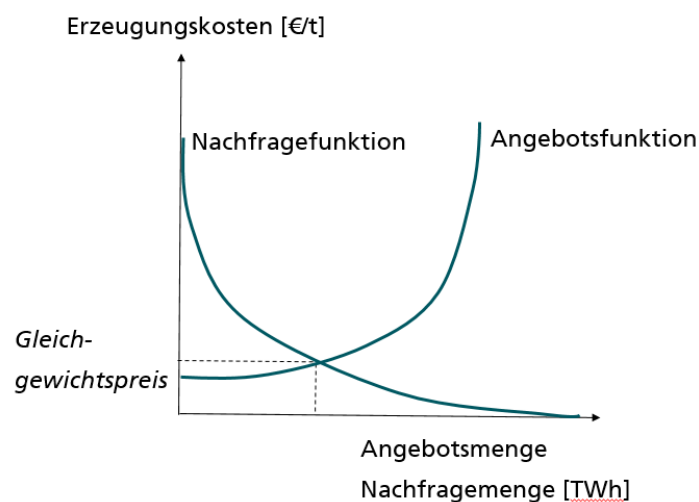
4.1 Überblick

Ausgangspunkt der Analyse ist die Preisbildung auf einem vollkommenen Markt (Ausgangshypothese). Der Marktpreis, auch als Gleichgewichtspreis bezeichnet, ergibt sich in einem vollkommenen Markt durch den Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragefunktion.

Zur Erstellung der Angebotsfunktion erfolgt zunächst die Erhebung der Gestehungs- und Transportkosten sowie der potentiellen Produktionsmengen in den Produktionsländern. Dabei werden eine Reihe an Einflussfaktoren berücksichtigt, die sich auf die Kosten und Mengen auswirken. Ausführlicher wird das Vorgehen zur Erstellung einer Angebotsfunktion in Kapitel 4.2 vorgestellt. In einem weiteren Schritt werden die potentiellen Nachfragemengen in Abhängigkeit des Preises erhoben und daraus eine Nachfragefunktion gebildet. Siehe die Ausführungen dazu in Kapitel 4.3.

Bei Wasserstoffderivaten spielen wie erwähnt die Transportkosten keine signifikante Rolle und bei diesen kann derzeitigen Stand deshalb eine globale Angebots- und Nachfragefunktion erstellt werden. Bei Wasserstoff müssen noch weitere Analysen durchgeführt werden, ob es eher sinnvoll ist solche Kurven global oder eher regional zu erstellen (wobei die regionalen natürlich voneinander abhängig sind). Transportkosten spielen bei Wasserstoff eine wichtigere Rolle. Zu den Transportkostenanalysen wird auf Kapitel 4.4 verwiesen. Auch sind die Abhängigkeiten zwischen Wasserstoff und Wasserstoffderivaten zu beachten. Hier ist die Methodik weiter zu entwickeln.

Durch den Vergleich ist erkennbar, welche Angebotsmengen aus welchen Regionen unter der gegebenen Zahlungsbereitschaft tatsächlich bezogen werden könnten.

Abbildung 2: Preisbildung auf vollkommenen Märkten

Die Ergebnisse zeigen zunächst ein erstes Bild über die potentielle Anzahl möglicher Wasserstoff- bzw. Derivateproduktions- und -exportländer sowie möglicher Nachfrageländer auf und erlauben damit eine ungefähre Abschätzung der Marktgröße und voraussichtlichen Wettbewerbssituation. Letztere wird natürlich auch durch die Anzahl der verschiedenen Akteure wie private Investoren und Produzenten beeinflusst. Eine größere Zahl an Produktionsländern und Importländern, die auf einem oder zumindest auf größeren regionalen Märkten handeln, würden die Ausgangshypothese eines nahezu vollkommenen Wettbewerbs untermauern. Ergibt sich aus der Analysen nur eine kleine Anzahl an Produktionsländern, dann muss über die Modellierung eines „anderen“ Marktes nachgedacht werden: die Preisbildung auf unvollkommenen Märkten. Hier spielen Marktmacht, Marktorganisation und Regulierung eine wichtige Rolle. Diese könnte auf der Basis eines oligopolistischen Wettbewerbs mit strategischem Verhalten von Marktteilnehmern erfolgen. Darüber hinaus spielen auch der Handel und das Angebot von unterschiedlichen „Farben“ des Wasserstoffs, d. h., die Homogenität des Produkts Wasserstoff, eine Rolle für die „Vollkommenheit“ des Marktes. Der Markt kann so durch mehrere Anbieter und einem imperfekten Wettbewerbsmarkt gekennzeichnet sein.

Die gesamte Vorgehensweise zeigt die Abbildung 3.

Abbildung 3: Generelle Vorgehensweise zur Preisbildung.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass es eine zeitliche Entwicklung des Marktes als wahrscheinlich angesehen wird. In der Entstehung dieser Märkte erscheint es zweckmäßig, folgende unterschiedliche Phasen zu betrachten:

1. Pilotphase (2025 bis 2030)

Erste Projekte für den Import von Wasserstoff und Derivaten sind derzeit in Planung (in Chile, Kasachstan, Saudi-Arabien, Australien, Chile und Marokko). Welche davon tatsächlich realisiert werden ist offen. Vor 2025 dürfte keines der ersten Projekte wegen der notwendigen Planungs- und Bauphase sowie der noch fehlenden Transportinfrastrukturen fertiggestellt sein. Weiterhin hemmen die Projektumsetzung noch unsichere wirtschaftliche Rahmenbedingungen und unklare bzw. sich erst in der Entwicklung befindliche staatliche Förderbedingungen sowie fehlende Zertifizierungssysteme für grünen Wasserstoff.

2. Entstehungsphase (2030 bis 2035)

Die Entstehungsphase ist charakterisiert durch einen ersten internationalen Handel mit PtX-Produkten und durch eine starke Dominanz bilateraler Verträge. Regionale Schwerpunkte werden durch den Aufbau erster Transportinfrastrukturen, insbesondere Umwidmung bestehender Erdgas-Pipelines vorgegeben sein. Diese verorten sich ab dem Jahre 2030, da erst ab diesem Zeitpunkt voraussichtlich relevante Produktionsmengen zur Verfügung stehen werden. Erste Langstrecken-Pipelineverbindungen auf dem europäischen Kontinent könnten dann entstehen (siehe Öko-Institut 2021). Die wirtschaftliche Darstellbarkeit sowie die politischen Strategien in wichtigen Drittländern mit weiteren Antransport-Entfernungen zeigen laut Öko-Institut 2021, dass zunächst mit der Anlandung von H₂-Derivaten und bei entsprechendem Infrastrukturausbau (z. B. Ammoniak-Weiterverteilung in Deutschland) mit der direkten Vermarktung dieser Derivate gerechnet werden kann. Evtl. könnte es sein, dass zu diesem Zeitpunkt eine begrenzte Menge an Anbietern einer größeren Menge an Nachfragern gegenübersteht (angebotsseitiges Oligopol oder auch „Seller's Market“). Die Anbieter haben in diesem Fall eine größere Marktmacht und können die Preise weitestgehend festlegen, da die Nachfrager gerade am Anfang zum großen Teil der sogenannten „No regret“-Gruppe angehören und keine großen Alternativen haben (siehe hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.3).

3. Wachstumsphase (2035 bis 2040)

In der Wachstumsphase werden immer größere werdende Mengen Wasserstoff und Derivate zwischen vielen Ländern gehandelt, und sie stehen über immer höher steigenden CO₂-Preise auch im Wettbewerb zu fossilen Energieträgern. Erste transkontinentale Importströme auf Basis von neu zu errichtenden Pipelines und neuen Schiffstransportoptionen (Trägerstoffe oder verflüssigter Wasserstoff) und entsprechender Anlandungs- und Verteilungsinfrastruktur in Deutschland können entstehen (siehe Öko-Institut 2021).

In dieser Phase können mehr Anbieter in den Markt eintreten und so den Wettbewerbsdruck erhöhen.

4. Reifephase (ab 2040)

Die Reifephase kennzeichnet sich dadurch, dass fossile Energieträger verdrängt und nur noch treibhausgasneutrale Energieträger gehandelt und genutzt werden. Ein internationaler Markt bzw. zumindest größere regionale Märkte etablieren sich.

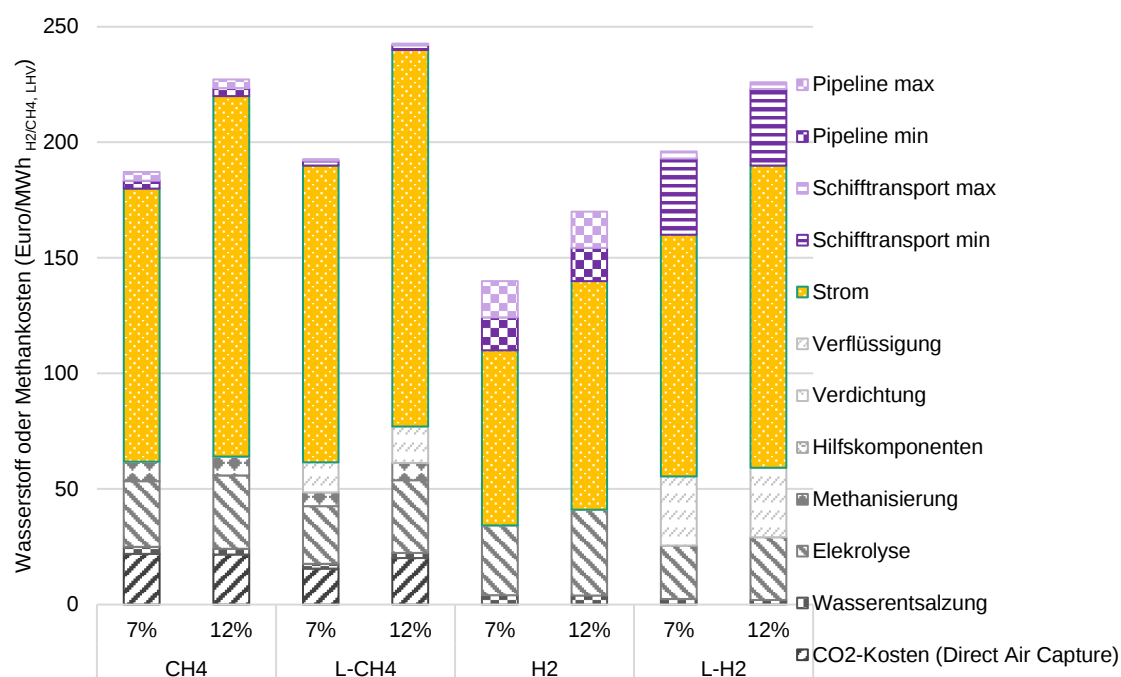
Hier könnte durch die erhöhte Anzahl an Akteuren auf beiden Seiten ein bilaterales Polypol entstehen. Andererseits wird Wasserstoffeinsatz nur im bestimmten Anwendungsbereich als notwendig angesehen, und in den anderen Gruppen ist Wasserstoff nur eine der Alternativen. Im Extremfall treten somit viele Anbieter in den Markt ein, sodass sich die Marktdynamik zu einem „Buyer's Market“ (nachfrageseitiges Oligopol) entwickelt, in dem die Nachfrager aufgrund der vielen Wettbewerber den Preis bestimmen.

Auch wenn sich in der Reifephase ein vollkommener Markt einstellen sollte, so ist in der Entstehungs- und Reifephase eher von unvollkommenen Märkten auszugehen. Auch für diese Phase wird deshalb eine entsprechende Preismodellierung zu entwickeln sein.

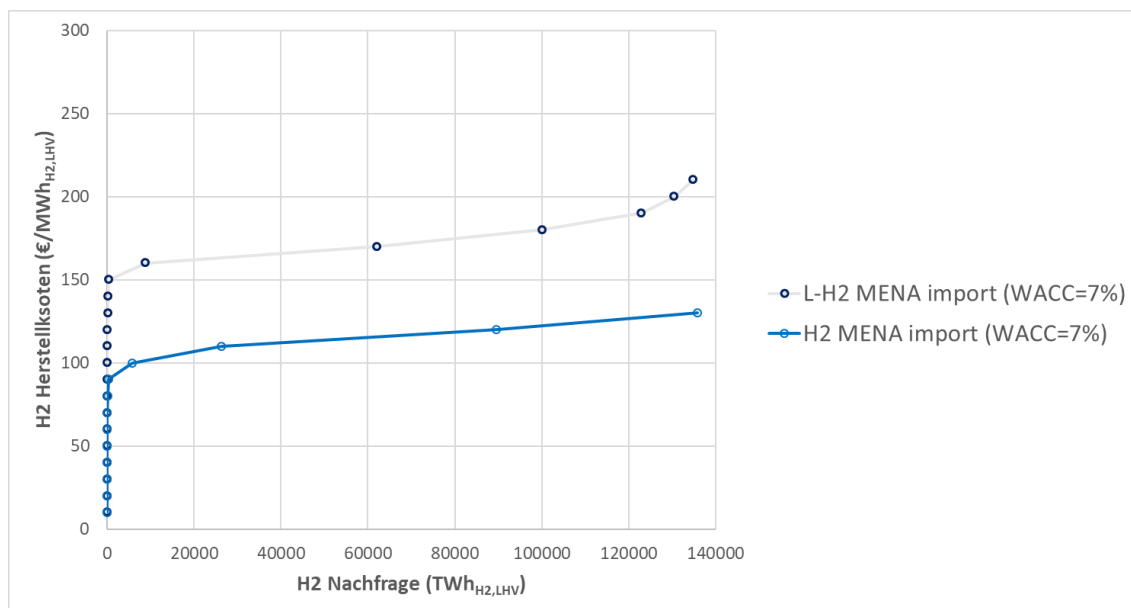
4.2 Ermittlung einer Angebotsfunktion

Angebotskurven für Wasserstoff und Derivate wurden und werden bereits erhoben. Die Vorgehensweise ist in den meisten Ansätzen ähnlich und basiert auf techno-ökonomischen Analysen. Im Folgenden wird hier ein detailliertes Konzept vorgestellt.

In einem ersten Schritt dieses Konzeptes werden die relevanten Technologien und Investitionen (auch in Infrastrukturen) ermittelt und die spezifischen Produktionskosten (LCOE) und Mengen erhoben (siehe das Beispiel für die MENA-Region in Abbildung 4).

Abbildung 4: Wasserstoff- und Methankosten für eine festgelegte Nachfragemenge in der MENA-Region 2030 (Daten aus Lux et al. 2021)

Die LCOE werden mit den jeweiligen Potentialen aufsteigend sortiert (siehe das Beispiel in Abbildung 5). Dieser erste Schritt des Konzepts der Angebotskurve berücksichtigt natürliche Potentiale, wie Ressourcenverfügbarkeit (Wind, solare Strahlung, Wasser, CO₂, Land, Energieinfrastrukturen), sowie technische Machbarkeit und Kosten für Anlagen und Infrastrukturen.

Abbildung 5: Angebotskurven für Wasserstoff aus der MENA-Region 2030 (nach Lux et al. 2021)

In einem zweiten Schritt werden wirtschafts-, sozial-, energie- und entwicklungspolitische Ziele und Restriktionen, z. B. industrielle Strukturen und Know-how für Aufbaugeschwindigkeiten von Produktionskapazitäten, Kapitalverfügbarkeit für die Anlageninvestitionen, (Aus)Bildungsstrukturen und -kapazitäten, Umweltaspekte etc. aufgenommen. Diese Aspekte werden direkt als Kosten (z. B. Umweltkosten) oder mittels eines differenzierten Faktoren-Sets in die LCOE eingepreist. Dieses Faktorenbündel berücksichtigen hierbei die unterschiedlichen Bedingungen in den jeweiligen Ländern, die sich nicht unmittelbar den Investitionen zurechnen lassen und erhöht über unterschiedliche Diskontierungsraten die LCOE. Sie setzen sich aus der Komponente Kosten für Kapital (Widerspiegelung von Risiken und Opportunitätskosten, Kapitalmarkt) sowie sozialer und gesellschaftlicher Aspekte, die Einfluss auf Risiken oder Geschwindigkeiten beim Ausbau berücksichtigen, zusammen. Letztendlich nehmen die Interessen der Akteure vor Ort, wie auch globaler Akteure und Stakeholder (z. B. Risiken und Gewinnaufschläge) Einfluss auf die Produktion, die über die Gewichtung für verschiedene Technologien in die Analyse eingehen. Das so abgeleitete Angebot bildet somit erweiterte (gesellschaftlich-ökonomische) Grenzkosten der Wasserstofferzeugung (und Syntheseprodukten) ab.

4.3 Ermittlung einer Nachfragefunktion

4.3.1 Mögliche Entwicklung der Nachfrage in Abhängigkeit der Preise

Die zukünftige Nachfrage nach Wasserstoff ist noch nicht im Detail absehbar. Derzeit existiert ein realer, globaler Bedarf an Wasserstoff von rund 120 Mio. Tonnen (4,0 TWh), rund 4 % der globalen Endenergienachfrage (inkl. nicht-energetischer Nutzung), und beschränkt sich auf wenige Sektoren (IRENA 2019).

Allerdings wird dem Wasserstoff in einer dekarbonisierten Welt eine Vielzahl von Anwendungen zugesprochen. So weist etwa IRENA (2021) aus, dass Wasserstoff und dessen Derivate 10 % der CO₂-Minderung bis 2050 beitragen könnten, um das Ambitionsniveau von maximal 1,5 °C globalem Temperaturanstieg zu erreichen. Die tatsächlichen Mengen sind hierbei allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. In einer Metastudie ermitteln Wietschel et al. (2021) allein in der EU für Wasserstoff und seine Derivate große Nachfragebandbreiten, die von 15 bis 221 TWh in 2030, und von 17 bis 1.841 TWh in 2050 variieren.

Im Folgenden wird eine Methode zur Ermittlung des Zusammenhangs von Nachfrage und möglichen Angebotspreisen von Wasserstoff erarbeitet. Dabei geht die Analyse davon aus, dass durch die Maßnahmen des EU Green Deals und anderer Maßnahmenpakete Treibhausgasneutralität in 2050 erreicht wird bzw. dieser Pfad eingeschlagen wird. Daher werden als Alternativen zur Wasserstoffnutzung ebenfalls nur dekarbonisierte Technologieoptionen betrachtet. Für die Nachfrage sind die Angebotspreise gleichzusetzen mit Kosten der Verbraucher. Dabei stellen die Kosten für Wasserstoff nur einen Kostenpunkt innerhalb der Gesamtkosten für eine dekarbonisierte Technologie zu einem bestimmten Zeitpunkt (z. B. Jahr 2050) dar. Andere Kosten entstehen beispielsweise durch erhöhten Energiebedarf, andere Rohstoffe oder die Investitionen in andere Anlagen.

4.3.2 Ermittlung der Nachfragekurve

Die nachgefragte Wasserstoffmenge wird in einem Markt durch die verschiedenen Sektoren (Verkehr, Industrie, Gebäude) und untergeordneten Sub-Sektoren (Ammoniakherstellung, Stahl, Zement, Schwerlasttransport etc.) bestimmt. In den verschiedenen Sub-Sektoren steht der Nutzung von Wasserstoff jeweils eine je nach Anwendung unterschiedliche Anzahl alternativer Dekarbonisierungsoptionen gegenüber. Die Investitionen und die laufenden Kosten der Wasserstoffanwendung und der alternativen Option bestimmen, ob sich die Wasserstoffanwendung durchsetzt. Hieraus leitet sich die Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff ab.

Die zu erarbeitende Nachfragekurve beschreibt die nachgefragte Menge zu einem angebotenen Preis. Die Nachfragekurve ist so ein Maß für die Zahlungsbereitschaft der Sub-Sektoren für eine Einheit Wasserstoff. Um die Kurve zu ermitteln wird sie stückweise bestimmt. Im Folgenden wird zunächst die Ermittlung der nachgefragten Mengen und dann der entsprechenden Preise beschrieben. Dabei ist es für das Vorgehen zur Ermittlung der Nachfragekurve zunächst nicht maßgeblich bestimmend, ob sich ein globaler Markt bildet oder regional separate Märkte und ob dies vollkommene Märkte sind oder nicht. Auf jedem Markt wird sich ein Gleichgewichtspreis etablieren.

Nachgefragte Menge

Die Menge an Wasserstoff ist in den unterschiedlichen Sub-Sektoren nur unter Unsicherheit zu projizieren und kann je nach Szenarioannahmen variieren. Daher kann der nachgefragte Wasserstoff nur durch eine Spannbreite beschrieben werden. Der Zuschnitt der Sub-Sektoren muss über die Sektoren hinweg in einer stimmigen Detailtiefe erfolgen. Es ist zudem hilfreich, die Sub-Sektoren je nach Flexibilität zur Nutzung von Wasserstoffalternativen in drei Gruppen einzuteilen, die im Folgenden näher beschrieben werden (ähnlich wird vorgegangen in Wietschel et al. 2021, Agora Energiewende und Guidehouse 2021). Diese Gruppen werden auch in der Zuordnung von Preisen und bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs eine Rolle spielen.

- **No regret:** In der „No regret“-Gruppe wird die Nachfrage nach Wasserstoff durch den Mangel an alternativen Dekarbonisierungsmaßnahmen getrieben. Direktelektrifizierung ist nur begrenzt oder nicht möglich, weshalb neben Wasserstoff nur die Nutzung fossiler Brennstoffe mit CCS oder Biomasse in Frage kommen. Durch die begrenzten Alternativen reagieren die Nachfrager unelastisch auf Preisänderungen von Wasserstoff. In dieser Gruppe finden sich zum einen die Industrieanwendungen, die bereits heute die wesentlichen Wasserstoffnachfrager sind – wie Ammoniak und die Grundstoffchemie, in Zukunft ergänzt um Stahl. Zum anderen wird in Zukunft auch der internationale Flug- und Seeverkehr Wasserstoff und insbesondere Wasserstoffderivate nachfragen.
- **No lock-in:** In der „No lock-in“-Gruppe finden sich Anwendungen, bei denen die Dekarbonisierungsoption sowohl durch die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom als auch durch erneuerbaren Wasserstoff vollzogen werden kann und noch nicht feststeht, welche die kosteneffizientere Alternative ist. Dies umfasst zum Beispiel die Hochtemperatur-Wärme in der Industrie oder den Schwerlasttransport. Die Nachfrager reagieren elastisch auf Preisänderungen von Wasserstoff.
- **Game-changing:** In der „Game-changing“-Gruppe wie etwa im Personenverkehr oder in der Raumwärme stellt die Direktelektrifizierung die effizientere Dekarbonisierungsmaßnahme dar. Eventuell sprechen andere Faktoren wie verfügbare Infrastrukturen oder Akzeptanz für Wasserstoff und Derivate sowie etwa stark sinkende Produktionskosten von Wasserstoff. In diesem Fall würde die insgesamt nachgefragte Menge durch die breite Anwendung stark steigen. In dieser Gruppe reagieren die Nachfrager sehr elastisch auf Preisänderungen von Wasserstoff.

Akzeptierte Preise der Nachfrage

In der Gruppe der No-regret-Sub-Sektoren bestimmt der Angebotspreis den akzeptierten Preis der Nachfrage, da diese über keine Alternativen verfügt. Dennoch sind hier die Transportkosten und eventuell andere Aufschläge zu berücksichtigen, es ist also der Preis auf dem Markt nicht identisch zu den Herstellungskosten.

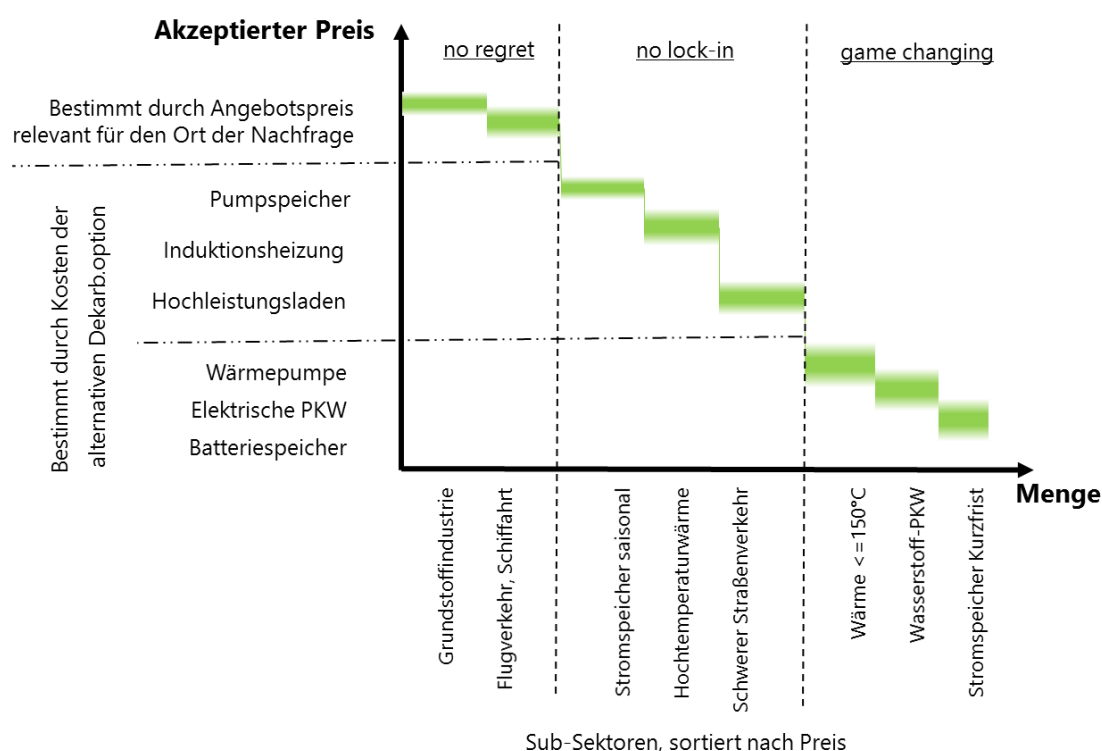
In den Gruppen der No-lock-in- und Game-changing-Sub-Sektoren gibt es jeweils eine oder mehrere Dekarbonisierungsoptionen neben den wasserstoffbasierten Alternativen. Zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für eine Einheit Wasserstoff sind also nicht nur die Kosten für eine Umstellung auf Wasserstoffnutzung entscheidend, sondern auch die Kosten für die Nutzung der alternativen Dekarbonisierungsoption, z. B. Direktelektrifizierung. Im Markt setzt sich die jeweilige Option allein nach ökonomischen Gesichtspunkten durch. Die Kosten für jede der Optionen schließen sowohl Investitionen (z. B. Kosten für Elektrolyseure oder elektrische Öfen) als auch Betriebskosten (inkl. Kosten für Roh- und Brennstoffe) ein. Zusätzlich müssen Lebensdauer und die Effizienz (von Energie- und Materialnutzung) der umgestellten Anlage miteinbezogen werden. Eine geeignete funktionelle Einheit (bspw. eine Tonne produzierter Stahl oder ein gefahrener Kilometer) muss je nach Branche oder Anwendung passend gewählt werden, damit die Wasserstoffoption mit der alternativen Produktionsroute verglichen werden kann. Wenn die Produktionskosten pro Einheit des Endprodukts für die wasserstoffbasierte Alternative wettbewerbsfähig bzw. gleich gegenüber denjenigen für alternative Dekarbonisierungsoptionen sind, wird die Wasserstoffoption gewählt und setzt sich durch.

Die Nachfrager aus der No-regret-Gruppe sind aus Mangel an Alternativen dazu gezwungen, den angebotenen Wasserstoffpreis zu akzeptieren (Angebotspreis). Die Nachfrage aus den anderen beiden Gruppen ist elastisch, weshalb die Wasserstoffpreise sowie ggf. die Investitionen für die Umstellung mindestens so weit sinken müssen, dass es zur Parität mit der alternativen Technologie kommt (Substitutspreis).

Ermittlung der Nachfragekurve

Die Nachfragekurve wird ermittelt, indem die nachgefragten Mengen für Wasserstoff mit ihren jeweils zugeordneten akzeptierten Preisen eingetragen werden. Die Mengen werden hierbei über die Sub-Sektoren hinweg kumuliert. Die Sub-Sektoren werden dann nach den akzeptierten Preisen sortiert, sodass sich eine abfallende Stufenfunktion bildet, ausgehend von den höchsten Preisen in der No-regret-Gruppe. Abbildung 6 stellt das Konzept graphisch dar, wobei die Beschriftung rein zur Illustration zu verstehen ist. Die Breite der Stufen gibt die Spannbreite der nachgefragten Menge für einen bestimmten Wasserstoffpreis an, während die jeweilige Höhe (der Wert auf der Preis-Achse) die Zahlungsbereitschaft zu einer bestimmten kumulierten Wasserstoffmenge anzeigt. Der für den Markt relevante Gleichgewichtspreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve.

Abbildung 6: Darstellung der unterschiedlichen Gruppen an Nachfrage mit ihrer jeweiligen Menge (kumuliert dargestellt auf der Abszisse) und dem akzeptierten Preis (Ordinate) (Sortierung und relative Mengen sind rein beispielhaft zu verstehen)



Zeitlicher Verlauf

Im Zeitverlauf können durch Lerneffekte, Skaleneffekte, Technologieinnovationen und sonstige Entwicklungen die Herstellungskosten für Wasserstoff sinken, sodass sich der kostendeckende

Angebotspreis reduziert. Bei einer gleichbleibenden Nachfragefunktion fällt eine größere Menge in die akzeptable Preisspanne für potentielle Nachfrager. Dadurch wird die nachgefragte Menge gemäß der nach dem oben beschriebenen Prinzip ermittelten Kurve steigen. Bei zunächst hohen Preisen werden die Sub-Sektoren der No-regret-Gruppe zuerst Wasserstoff verwenden, bevor fallende Preise eventuell auch in anderen Sektoren zu einer Nachfrage führen. Prinzipiell ist die Beziehung aber wechselseitig, und die nachgefragte Menge erzeugt auch erst eine Erhöhung des Angebots.

Höhere Gesamtkosten der nicht wasserstoffbasierten Alternative (besonders steigende Energie- und Rohstoffkosten sowie andere Betriebskosten) können dazu führen, dass die Produktionskosten pro funktionelle Einheit des Endprodukts für eine solche Alternative und damit auch die Zahlungsbereitschaft für die Wasserstofftechnologie steigen. Dann ergibt sich auch in elastischeren Nachfragegruppen (No lock-in und Game-changing) Wasserstoff als die kosteneffizientere Alternative. Dadurch erhöht sich die nachgefragte Menge bei gleichbleibendem Wasserstoffpreis oder die akzeptierten Kosten in elastischeren Nachfragegruppen (No lock-in und Game-changing) steigen, die Stufen in Abbildung 6 wandern also nach oben. Genauso können sich im Zeitverlauf aber auch die Kosten und Investitionen der alternativen Dekarbonisierungsoptionen reduzieren und die Kurve entgegengesetzt beeinflussen. Diese Vorgänge finden dann auf Ebene der Sub-Sektoren statt. Änderungen der Kurve können also auch verstanden werden als ein Umsortieren der Sub-Sektoren nach akzeptiertem Preis und zugeordneter Menge.

4.3.3 Einflüsse auf eine globale Nachfrage

Es ist für die nahe Zukunft nicht abzusehen, ob sich für Wasserstoff ein derartiger globaler Markt herausbildet. Zunächst wird in jedem regionalen Markt die Nachfrage zu einem regionalen Preis gedeckt. Da sich in den unterschiedlichen nachfragenden Regionen unterschiedliche Preise ergeben, muss auch kein globaler Konsens über die Bereiche bestehen, für welche Wasserstoff nachgefragt wird. Für den Fall, dass sich ein globaler Markt etabliert und ein Preis bildet, bedeutet das ebenfalls nicht, dass dieselben Wasserstoffoptionen sich in allen Regionen gleichermaßen zur Dekarbonisierung durchsetzen, denn auch die alternativen Dekarbonisierungsoptionen sind mit regional unterschiedlichen Kosten und Rahmenbedingungen verbunden. Selbst bei einem globalen Preis variieren also dennoch regional die Sub-Sektoren, welche auf Wasserstoff zurückgreifen.

Beim Zusammenschluss von regionalen Märkten (etwa durch Importe) erschließt sich eine Erweiterung des Angebots zu anderen Angebotspreisen, was zu zusätzlicher Nachfrage führen kann. Bei regional sehr unterschiedlichen Angebotspreisen kann es auch dazu kommen, dass ein gewisser Teil der potentiellen Nachfrage in einem regionalen Markt in eine andere Region abwandert. Das verändert die Nachfrage in beiden Regionen. War die abwandernde Anwendung bereits Nachfrager von Wasserstoff, sinken in der Ursprungsregion die Preise und in der Zielregion steigt die nachgefragte Menge. Dabei muss sich der Preis nicht verändern, etwa, wenn sich dadurch die exportierte Menge verringert.

4.4 Transportwege und Transportkosten

Im Verlauf des HYPAT-Projekts werden sowohl potentielle Produktions- (bzw. Export-) als auch Nachfrageländer (bzw. Importländer) ermittelt. Länder, die nach Deckung ihrer eigenen Energiebedarfe stets hohe Erneuerbare-Energien-Potentiale aufweisen, werden als Exportländer ausgewiesen. Länder, die über unzureichende Erneuerbaren-Potentiale verfügen, um die Klimaneutralität zu erreichen, sind auf Wasserstoff(-produkt)importe angewiesen und werden daher als Importländer ausgewiesen. Im Rahmen eines globalen Transportkostenmodells werden Vereinfachungen vorgenommen, um die Komplexität bei der Ermittlung der Transportkosten c_{Trans} zu reduzieren, die letztlich gemeinsam mit den Herstellkosten c_{Prod} und ggf. den Separationskosten, die Exportkosten c_{Exp} bilden und eine Untergrenze für einen Exportpreis p darstellen: $c_{Prod} + c_{Trans} + c_{Sep} = c_{Exp} \leq p$.

Das Transportkostenmodell für Wasserstoff und dessen Produkte enthält die folgenden drei Schritte:

- Ermittlung wesentlicher Transportpfade
- Ermittlung der Transportkosten in Abhängigkeit des Transportpfades, -menge und -distanz
- Ableitung der Exportpreise.

4.4.1 Ermittlung potentieller Transportpfade

Für den Transport von Wasserstoff sind unterschiedliche Pfade denkbar, bei denen Wasserstoff entweder unter hohem Druck komprimiert (GH₂), verflüssigt (LH₂) oder chemisch gebunden werden kann. Eine chemische Bindung kann in Form eines Derivates (NH₃ – Ammoniak, SNG – Synthetisches Erdgas, MeOH – Methanol, Fischer-Tropsch-Produkte) oder mit Hilfe eines Wasserstoffträgermaterials (LOHC Liquid Organic Hydrogen Carrier) erfolgen. Über das Haber-Bosch-Verfahren kann Wasserstoff unter Zunahme von Stickstoff chemisch zu NH₃ konvertiert werden. Mit Hilfe von Kohlenstoffdioxid kann Wasserstoff über eine Methanisierung zu SNG oder MeOH konvertiert werden. Die Fischer-Tropsch-Synthese erlaubt weiterhin eine Umwandlung zu langkettigen Molekülen bzw. synthetischen Treibstoffen. Das zu transportierende Produkt kann im flüssigen (L) oder gasförmigen (G) Zustand vorliegen und unter Verwendung der Infrastrukturen Schiff oder Pipeline exportiert werden. In Anbetracht unterschiedlicher Prozessrouten, Aggregatzustände, Aufwertungsrouten und Transportinfrastrukturen ergeben sich 18 unterschiedliche potentielle Transportpfade. Hierbei wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff bei Umgebungsdruck an der Systemgrenze der Elektrolyse für den Transport zur Verfügung gestellt wird. Hierbei umfasst der Transport die Umwandlung von Wasserstoff zu seinen Derivaten bzw. Kompression oder Kühlung.

Bzgl. des Transportpfades nimmt NH₃ einen Sonderfall ein, da Ammoniak sowohl als Rohstoff für die chemische Industrie als auch als Wasserstoffträger gehandelt werden kann. Im letzteren Fall erfolgt nach Import zum Nachfragezentrum die Wasserstoffseparation, d. h. die Wiederabspaltung des gebundenen Wasserstoffs. Für LOHC sind bisher keine direkten Anwendungsfelder gegeben, weshalb eine H₂-Separation am Einsatzort stattfinden muss. In den im Folgenden ausgewiesenen Kosten sind die Separation im Falle von LOHC und Ammoniak enthalten und müssten für einen Direkteinsatz herausgerechnet werden.

Die wesentlichen Transportpfade, welche derzeit einen Technologiereifegrad von mindestens TRL 6 erreicht haben oder techno-ökonomisch bereits sinnvoll sind, werden herausselektiert und im weiteren Verlauf für die Ermittlung der Transportkosten zwischen Export- und Importland bzw. Export- und Importhub herangezogen. TRL 6 gibt an, dass die Technologie bereits in einer betriebsähnlichen Umgebung erprobt wurde, sodass eine Skalierbarkeit der Technologie bis 2030 angenommen wird (Nationale Kontaktstelle für Wissenstransfer und Geistiges Eigentum 2021). Die vorläufige Auswahl beschränkt sich auf GH2 per Pipeline und LH2, LNH3, MeOH, LOHC sowie Fischer-Tropsch-Synthetische Energieträger (FT) in Flüssigform per Schiff. Das HYPAT-Konsortium betrachtet dementsprechend kein synthetisches Erdgas, mit der Begründung, dass Erdgas sowohl energetisch durch H₂ substituiert werden kann als auch heutzutage bereits stofflich genutzt wird, um daraus H₂ zu erzeugen.

4.4.2 Ermittlung der Transportkosten in Abhängigkeit des Transportpfades, -menge und -distanz

Die Transportkosten für Wasserstoff(-produkte) hängen ab von

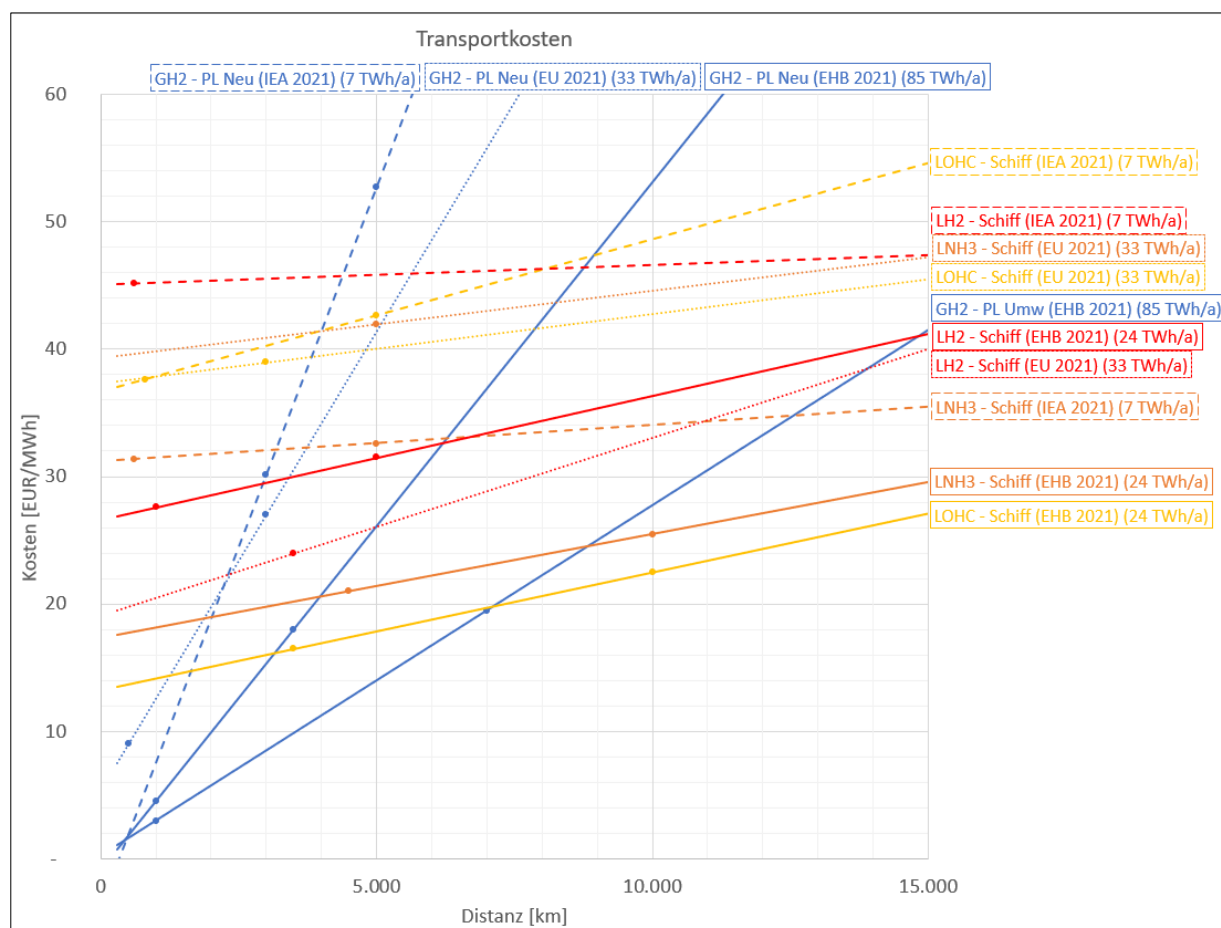
- dem vorläufig gewählten Transportpfad (GH2, LH2, LNH3, MeOH, FT-SynFuels, LOHC)
- der transportierten Menge und
- der zu überbrückenden Distanz.

Kürzlich veröffentlichte Publikationen behandeln Transportkosten von Wasserstoff und dessen Derivaten, wie etwa die European Hydrogen Backbone-Studie (Wang et al. 2021), der Global Hydrogen Review-Report der IEA (IEA 2021b) sowie das JRC-Papier der Europäischen Kommission zu Wasserstofftransportoptionen (European Commission 2021).

Die drei vorgenannten Quellen untersuchen die Transportkosten von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline sowie in verflüssigter Form Ammoniak, LOHC und Wasserstoff per Schiff. Wang et al. (2021) nimmt für die Derivate hohe TRL-Stufen an und untersucht als einzige die Kosten einer umgewidmeten Pipeline sowie unterschiedliche Pipelinekapazitäten. Zudem sind die Transportkapazitäten (24-85 TWh/a) im Hydrogen Backbone-Bericht bis zu zehn Mal höher im Vergleich zu den beiden anderen Studien: bis zu 85 TWh/a für Pipelinetransport und 24 TWh/a je Derivat. Aus vergleichsweise hohen Transportkapazitäten und hohen TRL-Stufen resultieren dementsprechend geringe Transportkosten in (Wang et al. 2021). Dahingegen basieren die Berechnungen der IEA-Studie auf relativ kleinen Transportkapazitäten von 7 TWh/a je Transportmedium. Hieraus ergeben sich tendenziell höhere Transportkosten je Technologie auf weiten Distanzen im Vergleich zu den beiden anderen Studien. Das EU-JRC-Papier liegt mit seinen Transportkapazitäten von 33 TWh im Mittelfeld. Trotz mittlerer Kapazitäten sind die Transportkosten der Derivate für weite Distanzen vergleichsweise am höchsten. Weiterhin schätzt die Europäische Union, dass die Transportkosten für GH2 in einer umgewidmeten Pipeline etwa halb so hoch sind wie für eine neu zu errichtende Pipeline (European Commission 2021).

Die Ergebnisse sind grafisch in der untenstehenden Abbildung 7 zusammengefasst.

Abbildung 7: Transportkosten zu gasförmigem Wasserstoff per Pipeline in neuen (GH2-PL Neu) sowie umgewidmeten Pipelines (GH2-PL Umw), sowie Ammoniak (LNH3-Schiff), Wasserstoff (LH2-Schiff) und LOHC (LOHC-Schiff) in flüssiger Form per Schiff. Informationen entnommen aus (IEA 2021b), (EC 2021) und (EHB 2021). Transportkapazitäten umgerechnet zu TWh/a über 5.000 Volllaststunden.



Aus allen drei Quellen geht hervor, dass GH2-Transport via Pipeline bis 1.500 km die günstigste Transportoption darstellt. Lässt man die IEA-Studie aufgrund der geringen Transportkapazitäten von 7 TWh/a unbeachtet und nimmt man für die JRC-Studie eine umgewidmete Pipeline an (50 % Kostenreduktion), so sind neue Pipelines bis zu 3.500 km und umgewidmete Pipelines bis zu etwa 5.000 km die günstigste Alternative bei Kosten unter 30 Euro/MWh (1 Euro/kg) transportiertem Wasserstoff. Für Transportdistanzen über 5.000 km ist eine kostenbasierte Rangfolge zwischen den unterschiedlichen Transportoptionen LNH3, LH2 und LOHC per Schiff nicht möglich, da die Kosten der Transporttechnologien je nach Quelle mit unterschiedlichen TRL-Stufen und Transportmengen errechnet wurden. Allgemein gesehen ist der Schiffstransport für einen interkontinentalen flexiblen Langstreckentransport heranzuziehen, um u. a. politisch instabile Regionen zu umgehen oder Routen kurzfristig zu ändern (Wang et al. 2021).

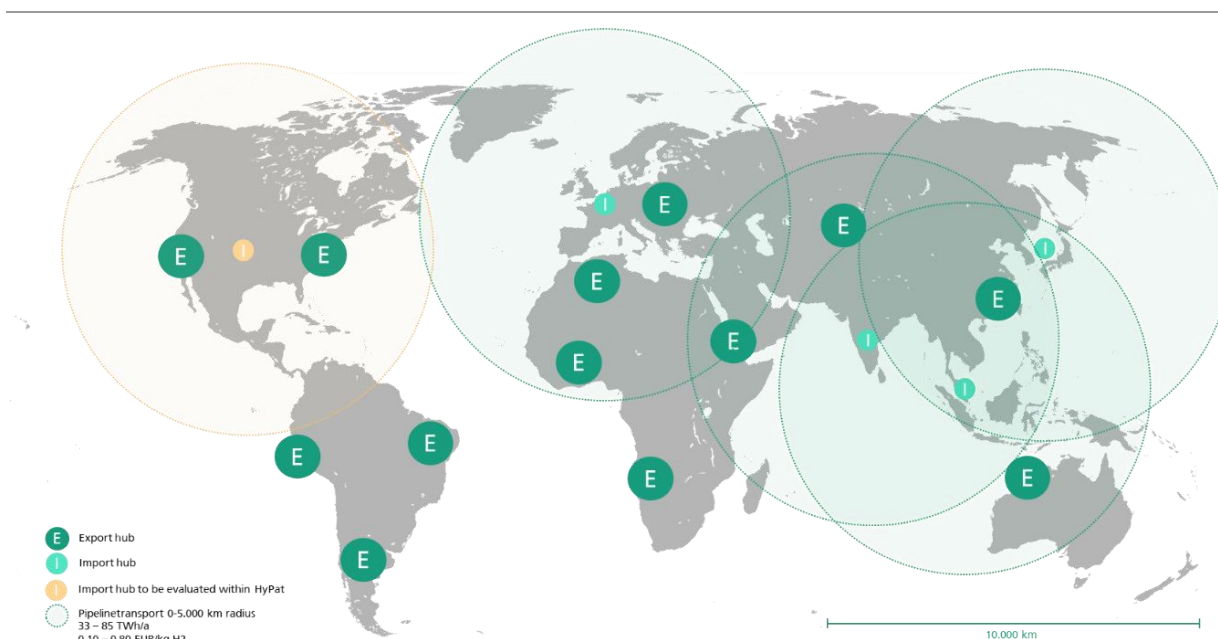
Um Aussagen hinsichtlich Transportkosten und Wahl des Derivates in Abhängigkeit der Transportdistanzen machen zu können, sind HYPAT-eigene mengenabhängige Berechnungen notwendig.

4.4.3 Export- und Importhubs

4.4.3.1 Einführung von Export- und Importhubs

Durch Einführung von Export- und Importhubs sowie durch eine Vorauswahl an potentiellen Import- und Exportländern können unter der Restriktion, dass der Pipelinetransport für bis zu etwa 5.000 km die wirtschaftlichste Variante darstellt, erste Ableitungen zu potentiellen „Pipelinepartnerschaften“ gemacht werden. Exportländer, die innerhalb eines 5.000-km-Radius keine Importhubs bedienen können, werden gemäß heutigem Forschungsstand Derivate per Schiff exportieren. Weitere Erkenntnisse sind für die Transportkosten umgewidmeter Langstreckenpipelines von mehr als 10.000 km zu sammeln. Eine grafische Zusammenfassung ist nachstehend zu finden. Eine weitere Differenzierung für die Wahl der Derivate nach Transportdistanz erfolgt in einer umfangreichen Modellierung innerhalb des HYPAT-Projektes.

Abbildung 8: Qualitative Abbildung für indikativ ermittelte Importhubs (I) und Exporthubs (E) basierend auf Erneuerbaren-Energien-Potentialen sowie zukünftigen Energiebedarfen.



Erläuterung:

Ringe um Importhubs mit Indikation für potentielle Zulieferer von GH₂ per Pipeline.

Import: Ostasien (Japan, Südkorea), Südostasien (Thailand, Vietnam, Indonesien, Malaysia), Südasien (Indien), Westeuropa (Deutschland), [tbd: Nordamerika (Kanada, USA)].

E: Ozeanien (Australien), Ostasien (China), Zentralasien (Kasachstan), Osteuropa (Ukraine, Türkei), Vorderasien/Ostafrika (Saudi-Arabien/Äthiopien), Westliche MENA-Region (Mauretanien, Marokko, Algerien, Ägypten), Westafrika (Niger), Südafrika (Namibia), Nordamerika – Ost (Kanada, USA), Nordamerika – West (Kanada, USA), Südamerika – Ost (Brasilien), Südamerika – West (Chile), Südamerika – Süden (Chile, Argentinien).

Dieser Ansatz bedeutet z. B. für den vorläufig definierten Importhub in Westeuropa, dass ein Wasserstofftransport aus den vorläufig definierten Exportregionen Osteuropa, der westlichen MENA-Region, Westafrika, Ostafrika bzw. Vorder- und Zentralasien die wirtschaftlichste Option darstellt. Es ist denkbar, dass diese Regionen Wasserstoff per Pipeline nach Deutschland exportieren werden.

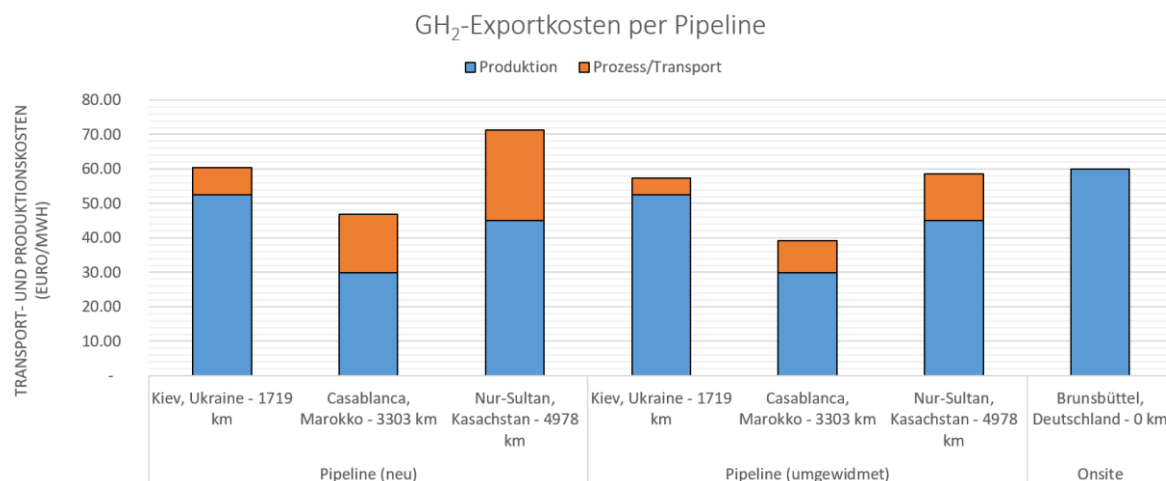
Die identifizierten Exportregionen zeichnen sich zum einen durch ihr hohes Potential an Erneuerbaren Energien und zum anderen durch dessen niedrige Erzeugungskosten aus. Um in einem Erstansatz zu prüfen, wie hoch Transportkosten ausfallen dürfen, um die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Exportregionen zu erhalten, werden exemplarisch folgende Standorte untersucht:

- Zentralasien (Nur-Sultan, Kasachstan)
- MENA-Region (Casablanca, Marokko)
- Osteuropa (Kiew, Ukraine)
- Südamerika (Iquique, Chile)
- Importpunkt/lokale Produktion (Brunsbüttel, Deutschland)

Verglichen werden die Produktions- und Transportkosten für gasförmigen Wasserstoff unter Verwendung von sowohl umgewidmeten als auch neuen Pipelines unter optimistischen Bedingungen (Wang et al. 2021).

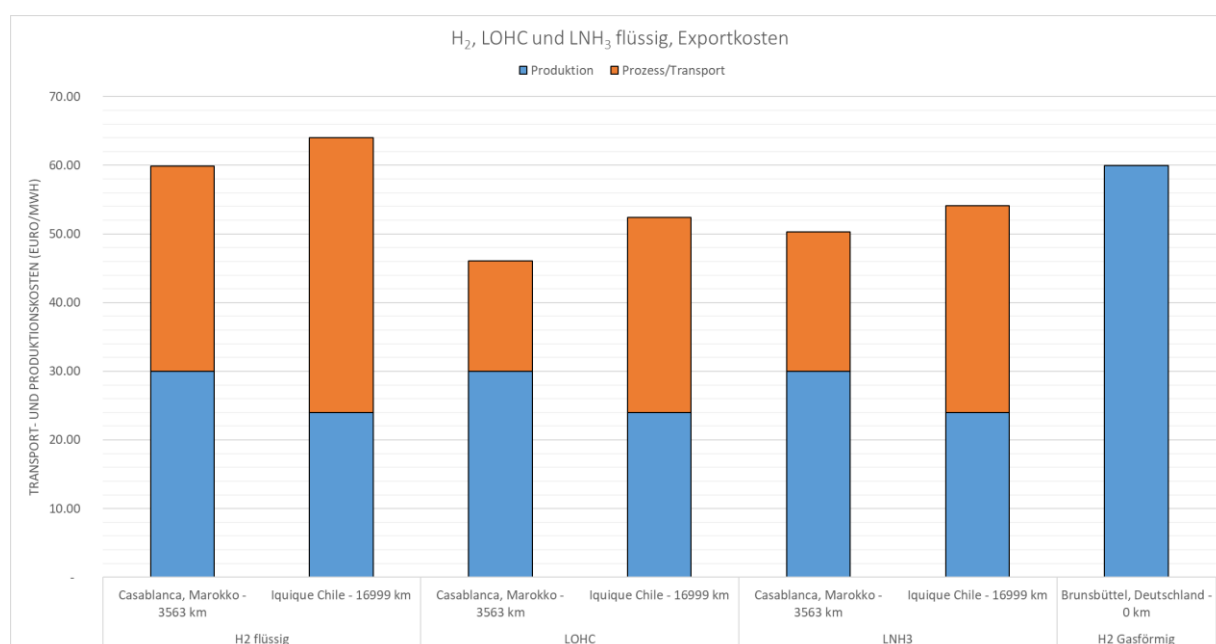
Bei dem Transport wird die Perspektive der Exportländer eingenommen, wobei Deutschland das Abnehmerland ist. Im Fall von Casablanca, Marokko, werden sowohl der Pipeline- als auch der Schiffstransport untersucht. Für Iquique in Chile wird nur der Transport per Schiff untersucht (Correa et al. 2020). Die Produktionskosten für Wasserstoff wurden der PWC-Studie (Price Waterhouse 2021) für alle Standorte außer dem Standort Chile entnommen, wo ein niedrigerer Wert von 23,98 Euro/MWh angesetzt wurde. Im Fortgang des Projektes werden eigens errechnete H₂-Herstellkosten herangezogen, die heute noch nicht vorliegen. Die Transportkosten für Pipelines (neu und umgewidmet) und Schiffe wurden anhand der Wang et al. 2021-Studie (vgl. Abbildung 7) interpoliert. Die Transportkapazität der Pipelines beträgt 85 TWh/Jahr. Die Transportkapazität des Schiffes beträgt mit 24 TWh/Jahr weniger als ein Drittel der Pipelinekapazität. Die Transportkosten beinhalten die verschiedenen Prozesskosten, die für den Energieträger notwendig sind, z. B. die Verdichtung. Der Importhafen in Deutschland ist Brunsbüttel. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9: Globale Produktions- und Transportkosten von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline in 2050. Transportkosten entnommen aus Wang et al. (2021); Annahmen: 85 TWh/a H₂-Förderung. Produktionskosten entnommen aus PricewaterhouseCoopers (2021), Kapazitäten nicht gegeben.



Die niedrigsten Exportkosten ergeben sich mit 39,12 Euro/MWh für gasförmigen Wasserstofftransport per umgewidmeter Pipeline aus Marokko. Selbst an weiter entfernten Standorten mit höheren Erzeugungskosten wie in der Ukraine (57,38 Euro/MWh) und Kasachstan (58,57 Euro/MWh) sind die Exportkosten durch den Einsatz umgewidmeter Pipelines niedriger als bei der lokalen Produktion von Wasserstoff in Deutschland.

Ein ähnlicher Vergleich wurde mit Flüssigwasserstoff sowie den Wasserstoffträgern LOHC und LNH₃ per Schiffstransport durchgeführt:

Abbildung 10: LH2, LOHC und LNH₃: Exportkosten per Schiff in 2050; Transportkosten entnommen aus Wang et al. (2021)**Annahmen:**

24 TWh/a H₂-Förderung. Produktionskosten entnommen aus PricewaterhouseCoopers (2021). Produktionskosten für Chile entnommen aus National Green Hydrogen Strategy. Die Hafenentfernungen wurden mit ports.com berechnet (World seaports catalogue, marine and seaports marketplace 2021).

Die Kosten des Umwandlungsprozesses wurden in Deutschland nicht berücksichtigt. Das Schiff hat eine Ladekapazität von 24 TWh/Jahr (Wang et al. 2021). Im Falle von Flüssigwasserstoff hat Casablanca, Marokko, (59,90 Euro/MWh) niedrigere Kosten als der lokal produzierte Wasserstoff (59,95 Euro/MWh). Im Falle von LOHC sind die Kosten an beiden Exportstandorten niedriger. Für LNH₃ hat Marokko die niedrigsten Kosten (50,30 Euro/MWh) im Vergleich zu Chile (54,07 Euro/MWh).

Daraus lässt sich schließen, dass die Wahl für den Import von Wasserstoff nach Europa vielfältig ist und mehrere Faktoren in die Entscheidung einbezogen werden müssen.

Hervorzuheben ist, dass in der vorliegenden Untersuchung lediglich die günstigsten verfügbaren Produktionskosten für den Wasserstoff betrachtet werden und nicht die Menge, die zu diesen Kosten produziert werden kann. Es ist möglich, dass dieser günstig produzierte Wasserstoff für den lokalen Verbrauch verwendet wird und teurere Optionen exportiert werden.

4.5 Erhebung von Kapitalkosten und Risikoauflägen

Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger und Feedstock erfordern umfassende Investitionen in Anlagen zur Bereitstellung von Elektrizität und Wasser als auch in Umwandlungs- und Anwendungstechnologien. Zur Mobilisierung privaten Kapitals ist die Renditeerwartung unter Berücksichtigung vorhandener Risiken ausschlaggebend, während für die Bereitstellung von Fremdkapital das Ausfallrisiko relevant ist (Gerhard et al. 2015). Ein hohes Risiko treibt die Finanzierungskosten in die Höhe (Agora Energiewende 2018), die sich in den spezifischen Herstellungskosten niederschlagen. Statt Renditeerwartung wird auch häufig von

einer „hurdle rate“ (Investopedia 2020) gesprochen. Sie stellt eine Mindestrendite dar, ab der ein Unternehmen bereit ist, Investitionen zu tätigen. Sie berücksichtigt eine entsprechende Kompensation für das mögliche Risiko und alternative Anlagemöglichkeiten, das heißt, sie spiegelt Opportunitätskosten und Risiken wider. Zwei Orientierungsgrößen werden hierzu gerne herangezogen: die durchschnittlichen, gewichteten Kosten für Kapital (WACC – Weighted Average Cost of Capital) des Unternehmens oder die interne Verzinsung eines Projekts (IRR – Internal Rate of Return), die unabhängig von der Art der Projektfinanzierung errechnet wird.

Da beide Größen unternehmensinterne Daten sind, wird zur Berechnung der Gestehungskosten von Wasserstoff häufig ein Kostenansatz herangezogen, der entweder auf Erhebungen, wie beispielsweise in der AURES II-Datenbank (AURES II 2021) oder auf einem theoretischen Ansatz beruht, der sich aus Capital Asset Pricing Model und Zinsstatistiken ableitet (Damodaran 2019).

Schaut man sich die bisherigen Berechnungen zu Wasserstoffimporten an, wird der WACC zugrunde gelegt. Die Kapitalkosten in bisherigen Studien, nehmen einen WACC in Höhe von 2 % (Hobohm et al. 2018) bis maximal 8 % (z. B. Pfennig et al. 2017) an. Oft wird der WACC mit 4 % bis 6 % angesetzt und entspricht damit den durchschnittlichen Finanzierungskosten in Deutschland. Eine länderspezifische Erhebung und Ausweisung des WACC erfolgt bisher nicht. Somit wird das Risiko für Kapitalgeber auf der Welt überall als gleich und damit für einige Länder als zu niedrig angesehen.

Ein Beispiel, bei dem sich geopolitische Instabilitäten als eines von mehreren Hemmnissen bei der Realisierung von Energieimportprojekten gezeigt hat, ist das Projekt DESERTEC. DESERTEC ist eine Initiative, die das Ziel verfolgt, Ökostrom an energiereichen Standorten wie in der MENA-Region zu erzeugen und neben der Deckung der heimischen Nachfrage den Export von Strom durch den Ausbau von transnationalen Stromnetzen über HGÜs zu betreiben. Die geopolitische Instabilität lässt sich bei DESERTEC differenzieren in Planungsunsicherheit durch politische Geschehen (Bürgerkriege, etc.), Angst vor Terroranschlägen (HGÜ-Trassen, Anlagen), Vertragsbruch durch politische Änderungen (Machtwechsel in MENA-Ländern) und erschwerte Kommunikation mit MENA-Ländern durch politische Unsicherheiten. Siehe die Ausführungen in Looney (2018), Schmitt (2018), Stegen et al. (2012).

Wie in Kapitel 5.2 später noch anhand der MENA-Region gezeigt wird, haben Kapitalkosten aber auch bei Wasserstoff und Derivaten einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Vorhaben und damit auf deren Realisierbarkeit. Trotz der hohen Relevanz der Kapitalkosten existiert dafür bisher kein einheitlicher und umfassender Ansatz, der es ermöglicht, die Finanzierungskosten und Risiken länderspezifisch abzuleiten. Aktuell wird dieses Thema auch in Zusammenhang von Eigenkapitalverzinsungen bei Wasserstoffnetzen diskutiert (BMW 2021). Darüber hinaus hat ein Konsortium aus Adelphi, Dena, GIZ und Navigant Kapitalkostensätze bis 2030 für Grünwasserstoffproduktionsanlagen für ausgewählte Länder ausgewiesen, wobei länderspezifische Risikoeinschätzungen durch die Autorinnen und Autoren auf einer Skala zwischen niedrig (5 %), mittel (8 %), hoch (11 %) und sehr hoch (15 %) zugrunde gelegt wurden (Adelphi 2020).

Im Folgenden wird ein Ansatz, der auf Damodaran (2019) zurückgeht, vorgestellt. Dieser Ansatz ermöglicht die Abschätzung einer Risikoprämie, des Equity Risk Premium (ERP), das die Risiken im Aktienmarkt darstellt, und für alle Länder, welche im Moody Rating erfasst wurden, ermittelt werden kann.

Dabei wird zuerst das Kreditrisiko eines Landes über die Kreditrisikoeinstufung ermittelt. Standard für die Kreditrisikoeinstufungen ist das Moody's Rating für langfristige Investitionen. Die Beschreibung der Methode für das Rating wird durch Moody (2021) beschrieben. Das Moody's Rating umfasst sehr allgemeine Indikatoren, welche das Gesamtrisiko für Kapitalgeber in einem Land abbilden sollen. Anschließend wird der Einstufung eine Mehrrendite (Credit Spread) gegenüber einer risikolosen Anlage (AAA Rating) zugeordnet. Um auch das Risiko von Aktienüberträgen einzubeziehen, wird der Credit Spread mit der relativen Aktienmarktvolatilität multipliziert, woraus sich eine Länderrisikoprämie ergibt. Zur Länderrisikoprämie kommt die Risikoprämie für Mature Markets, also Länder mit den fortschrittlichsten Volkswirtschaften und Kapitalmärkten (AAA Rating) hinzu. Diese kann aus S&P 500 Risk Premium (S&P 2021) entnommen werden. Daraus ergibt sich das Equity Risk Premium (ERP), welche im Folgenden vereinfacht als Annäherung für die WACC berechnet wurden (Tabelle 3).

Tabelle 3: Angesetzte Kapitalkosten (WACC) durch das Equity Risk Premium ausgewählter Länder: Die WACC variieren durch die länderspezifische Risikoaufschläge auf Grundlage des Moody's Rating. Werte berechnet nach Damodaran (2019).

Land	Moody's ra- ting	Credit Spread	Relative Equity Market Volatility	Country Risk Pre- mium	Mature Market Risk Pre- mium	Equity Risk Premium
Deutschland	Aaa	0,0 %	1,1 %	0,0 %	4,7 %	4,7 %
Australien						
Chile	A1	0,6 %		0,7 %		5,4 %
Saudi-Arabien						
Kasachstan	Baa3	1,9 %		2,1 %		6,9 %
Marokko	Ba1	2,2 %		2,4 %		7,1 %
Südafrika	Ba2	2,7 %		2,9 %		7,6 %
Ägypten	B2	4,9 %		5,3 %		10,0 %
Ukraine	B3	5,7 %		6,3 %		11,0 %
Argentinien	Ca	10,6 %		11,6 %		16,3 %

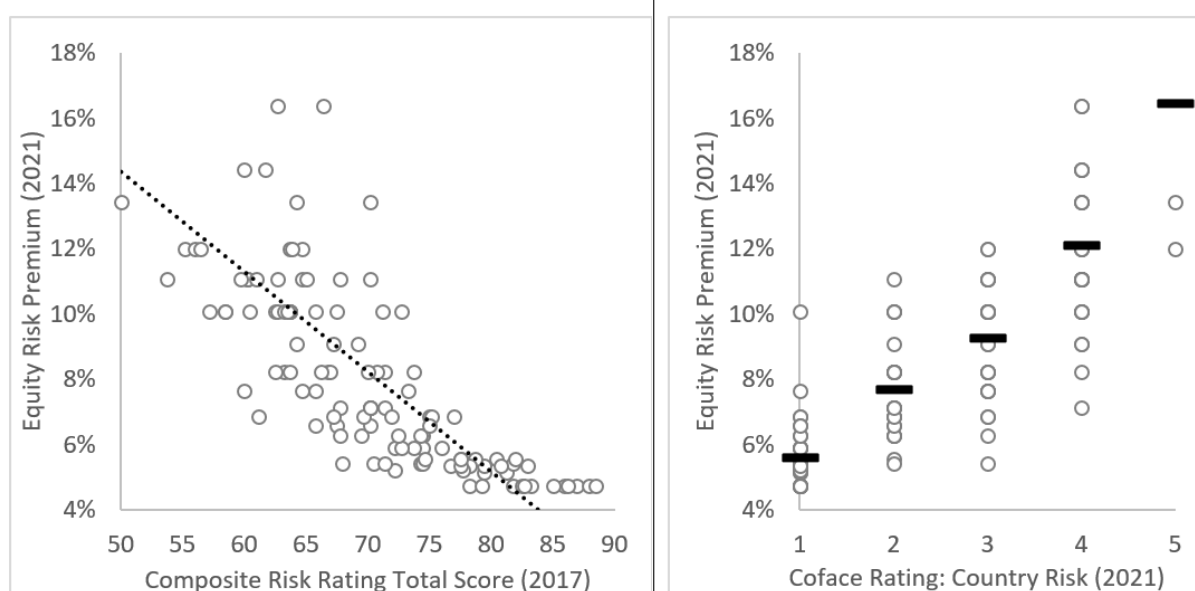
Die hier berechneten Risikoprämien (Tabelle 3) beziehen sich nur auf Risiken der Makroebene. Zur Bewertung der Risiken werden jedoch Risiken auf drei Ebenen betrachtet:

- 1) Auf der Makroebene umfassen diese alle Risiken, die allgemein für ein Land gelten. Dies wären ökonomische, finanzielle, gesellschaftlich-soziale und politische Stabilität sowie Rechtsicherheit.
- 2) Die Mesoebene umfasst alle Aspekte, die speziell für den Sektor gelten, wie Markt- und Technologiereife, Qualität und Verfügbarkeit von Ressourcen – inklusive Humanressourcen – Förderpolitiken und Infrastrukturen.
- 3) Auf Projektebene sind im Wesentlichen die Standortbedingungen vor Ort, wie natürliche Ressourcen, spezielle Vertragsausgestaltungen und Projektstrukturen sowie eingebundene Akteure ausschlaggebend.

Verschiedene Studien (z. B. AURES II) sowie Expertenaussagen deuten darauf hin, dass die Risiken auf der Makroebene die Finanzierungskosten dominieren (AURES 2020). Als richtungsweisend

werden von Experten die zehnjährigen Staatsanleihen genannt, die Bestandteil verschiedener Länder-Ratings sind. Insofern eignet sich auch das Heranziehen der Risikoprämie als erster Schritt Richtung einer länderspezifischen, differenzierten Abschätzung der Finanzierungskosten. Dies zeigt sich auch durch den hohen Zusammenhang zwischen ganzheitlichen Risikoratings und dem hier berechneten Equity Risk Premium (Abbildung 11).

Abbildung 11: In der linken Darstellung bilden die Wertepaare von 118 Ländern ein Streudiagramm, welches den Zusammenhang von Composite Risk Rating und Equity Risk Premium (angesetzte WACC) verdeutlicht. In der rechten Darstellung wird der Zusammenhang zwischen der Einstufung durch das Coface Risk Rating (von 1: geringste Risiko bis 5: höchste Risiko) und dem Equity Risk Premium für selbige 118 Länder veranschaulicht. Jedes Land ist durch einen grauen Punkt repräsentiert, die Querstriche sind die gebildeten Mittelwerte je Risikoeinstufung.



Quelle: Diagramme aus Länderdaten von Damodaran (2019), Composite Risk Rating (2017) und Coface Risk Rating (2021).

Der Zusammenhang zwischen dem berechneten Equity Risk Premium und den ganzheitlichen Risiko-Rating ist sehr hoch (Abbildung 11). Die verbleibende Fehlervarianz lässt sich auf weitere länderspezifische Risikofaktoren zurückführen, sodass das Equity Risk Premium zwar eine sinnvolle Annäherung für die Kapitalkosten ist, aber natürlich nicht alle Risikofaktoren (Ebene 2 und 3) berücksichtigt werden. Deswegen sollten für die Länderauswahl auch immer die Hintergründe für die einbezogenen Risikoprämien betrachtet werden, um die vereinfachte Quantifizierung auch qualitativ zu beleuchten. Im Folgenden werden beispielhaft für interessante Länder die Hauptgründe für die Höhe der Risikoprämien aus dem Coface Risk Rating (2021) zusammengefasst.

Chile (ERP=5,4 %) ist führender Kupferproduzent, hat eine stabile Landwirtschaft mit Fischerei- und Forstressourcen und hat damit eine solide Wirtschaft. Weiterhin ist Chile Mitglied der OECD und der Pacific Alliance und hat zahlreiche Freihandelsabkommen. Auch mit der flexiblen Geld-, Steuer- und Tarifpolitik begünstigt das Land eine positive wirtschaftliche Entwicklung.

Gleichzeitig ist Chile durch die Abhängigkeit von Kupfer und einer kleinen und offenen Wirtschaft auch anfällig für externe Ereignisse. Durch seine Lage ist Chile potentiell durch Klima- und Erdbebenrisiken gefährdet. Vergleichsweise geringe Ausgaben in Forschung und Innovation, hohe Einkommens- und Vermögensunterschiede und unzureichende Bildung sind mögliche Hemmnisse für ein langfristiges Wirtschaftswachstum. Trotz diesen Einschränkungen hat Chile als südamerikanisches Land eine vergleichsweise stabile Währung, Politik und Wirtschaft, was zu einem positiven Risikoring und damit zu einem ERP von nur 5,4 % führt. Der niedrige Wert kann sich aber durch beispielsweise extreme Wetterereignisse schnell ändern.

Dagegen hat das Nachbarland Argentinien ($ERP=16,3\%$) eine sehr hohe Risikoprämie. Denn die Rolle als landwirtschaftlicher Exporteur macht Argentinien abhängig von Agrarpreisen und Wetterbedingungen. Es gibt auch infrastrukturelle Engpässe. Aber insbesondere die anhaltenden finanzpolitischen Rahmenbedingungen erhöhen die Kapitalkosten. So wurden die staatlichen Kapitalkontrollen verschärft, um den Abbau der Devisenreserven einzudämmen. Diese finanzielle Krise resultiert in einer explodierenden Inflation, welche auch die Kapitalkosten erheblich steigert. Gleichzeitig hat Argentinien aber auch gute Chancen für eine Verbesserung der Kapitalkosten. Es ist ein wichtiger landwirtschaftlicher Akteur, insbesondere für Soja, Weizen und Mais und hat große Schieferöl- und Gasreserven. Auch das Bildungsniveau und das BIP pro Kopf liegt in Argentinien über dem südamerikanischen Durchschnitt.

Einer der aussichtsreichsten Kandidaten aus der MENA-Region Marokko ($ERP=7,1\%$) hat dagegen nur moderate Kapitalkosten. Denn Marokko hat eine günstige geographische Lage durch seine Nähe zum europäischen Markt. Für ein Land auf dem afrikanischen Kontinent ist es zudem vergleichsweise politisch sehr stabil. Die Wirtschaft wächst und expandiert auch zunehmend in den afrikanischen Markt. Marokko wird durch die internationale Gemeinschaft unterstützt, und Europa setzt dort bereits erfolgreich grüne Investitionen um. Trotzdem birgt die Abhängigkeit Marokkos vom Agrarsektor ein zentrales Risiko. Denn über 40 % der Bevölkerung ist in der Landwirtschaft beschäftigt. Dies führt zu Abhängigkeiten von Klima und Wasserverfügbarkeiten. Es gibt auch starke soziale und regionale Disparitäten zwischen städtischen und ländlichen Gebieten, mit wiederkehrender Unzufriedenheit in einigen Regionen. Dies kann zu potentiellen Unruhen führen. So sind die Armutsrate und insbesondere die Jugendarbeitslosigkeit hoch. Auch politische Spannungen zu den Nachbarländern tragen zu einem leicht erhöhten Investitionsrisiko bei.

Auch die Ukraine ($ERP=11,0\%$) wird auch aus politischen Gründen als wichtiger Kandidat für Wasserstoffimporte diskutiert. Dort sind die Kosten für Kapital aber durchaus moderat hoch. Dies liegt vor allem an den anhaltenden Konflikt mit Russland in der Donbass-Region, welche die EU-Einreise in der Region stark beeinträchtigen. Zudem setzen sich wegen mangelnden Wettbewerbs Oligarchen und Monopole durch und das Geschäftsklima ist durch Korruption geprägt. Auch die mangelnde wirtschaftliche Diversifizierung, was die Ukraine abhängig von Rohstoffpreisen und dem Wetter für die Landwirtschaft macht, ist ein weiteres Risiko. Es gibt hohe Realzinsen für Kredite, was die Kreditvergabe einschränkt. Eine Chance für zukünftig positive Entwicklungen auf dem Kapitalmarkt hat die Ukraine durch seine strategische Position in Europa, insbesondere als Transitland für Gas aus Russland. Gleichzeitig haben sie seit 2016 ein Freihandelsabkommen mit der Europäischen Union, und die Ukraine wird international finanziell und politisch unterstützt. Zudem hat die Ukraine ein großes Potential der Flächennutzung (über 50 % Ackerfläche) für den Ausbau erneuerbarer Energien neben der landwirtschaftlichen Nutzung. Es stehen qualifizierte und kostengünstige Arbeitskräfte zur Verfügung und die Bevölkerung hat eine niedrige private Verschuldung.

Die Beispiele verdeutlichen, dass sich die Höhe der Kapitalkosten zukünftig stark verändert kann und häufig Resultat der aktuelleren Ereignisse und politischen Situationen ist. Darum ist es wichtig, sich die qualitativen, aber auch sektoralen Aspekte des Riskioländer-Ratings anzuschauen, um neben den aktuellen Kapitalkosten eines Landes auch deren zukünftige Entwicklung abzuschätzen. Insgesamt wird ersichtlich, dass aktuelle hohe wirtschaftliche Risiken zu hohen Verzinsungsansprüchen führen und sich somit die Kosten der Wasserstofferzeugung selbst in Ländern mit großen und kostengünstigen Potentialen stark erhöhen können. Potentiale, die langfristig über ein Pipelinenetz erschlossen werden können, liegen in Regionen mit mittlerem bis hohem Kreditausfallrisiko.

Den hohen Kapitalkosten kann mit bilateralen Verträgen und finanzinstitutionellen Risikoaufteilungen entgegengewirkt werden. Ein Teil der Risiken kann damit von staatlichen Finanzakteuren der Importländer übernommen werden, wodurch Kapitalkosten einzelner Projekte sinken können (Öko-Institut 2021). Kreditausfallrisiken ändern sich gemäß den Entwicklungen der Länder. Eine Abschätzung der Zinsaufschläge für die nächsten Jahre bis 2030 können durch Trendanalysen ermittelt oder durch Expertenteams unter Betrachtung der Länderrisiken und -Chancen festgelegt werden.

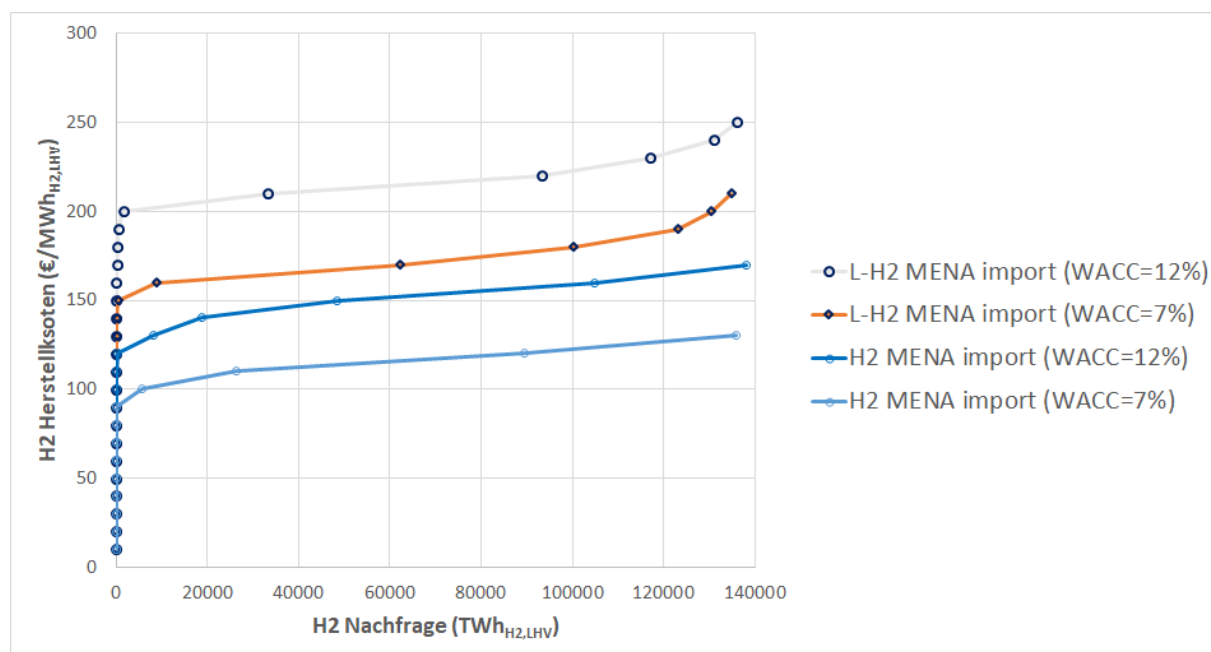
5 Erste Umsetzung von Teilen des methodischen Konzeptes

Im Folgenden werden erste Ansätze zur Umsetzung des methodischen Konzeptes aufgezeigt. Dies betrifft zunächst den Einfluss unterschiedlicher Kapitalkosten auf eine Angebotsfunktion. Danach wird eine Angebotsfunktion mit einer Nachfragefunktion vorgestellt.

5.1 Auswirkungen von unterschiedlichen Kapitalkosten auf Angebotsfunktion

In Lux et al. (2021) werden die Erzeugungspotentiale in Abhängigkeit der Herstellkosten der strombasierten Kraftstoffe Wasserstoff und synthetisches Methan für die MENA-Region in den Jahren 2030 und 2050 ermittelt. Für deren Erzeugung wird davon ausgegangen, dass ausschließlich erneuerbarer Strom verwendet wird. Die Analyse wird mit dem Energiesystem-Optimierungsmodell Enertile durchgeführt. Basierend auf den Modellergebnissen wird der Export von E-Fuels aus MENA nach Europa mit entfernungsabhängigen Transportkosten betrachtet. Die Energiesystemoptimierung in Enertile basiert auf einer hochaufgelösten Abschätzung der Erneuerbaren-Strompotentiale in der MENA-Region. Die resultierenden Kostenpotentialkurven und die Verteilung der betrachteten Erneuerbaren-Technologien zeigen, dass Photovoltaik (PV) und Solarwärmekraftwerke (CSP) die kosteneffizientesten Technologien in der MENA-Region sind. Günstige Potentiale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Küstenregionen befinden sich in Ägypten, Saudi-Arabien, Libyen und Marokko. Entsprechend der Szenariostruktur, die postuliert, dass E-Fuels nur in Küstenregionen produziert werden, leisten diese Länder in den Modellrechnungen die ersten und günstigsten Beiträge zur E-Fuel-Produktion.

Die Kostenpotentialkurven werden für zwei verschiedene Annahmen bezüglich der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), 7 % und 12 %, berechnet. Die Modellergebnisse für die Erzeugung von grünem strombasierten Wasserstoff zeigen, dass in MENA im Jahr 2030 ab Produktionskosten von 100 Euro/MWh_{H₂,LHV} (7 % WACC) und 130 Euro/MWh_{H₂,LHV} (12 % WACC) erhebliche Mengen an gasförmigen Wasserstoff produziert werden können. Der Unterschied, ob mit 7 % oder 12 % WACC gerechnet wird ist gewaltig: ein WACC von 12 % gegenüber 7 % resultiert in 40 bis 60 Euro/MWh höheren Herstellkosten. Analysen zum WACC müssen sorgfältig durchgeführt und berücksichtigt werden. Sie bilden einen wichtigen Baustein, um eine bessere Vorstellung über künftige Preise zu bekommen. Weiterhin geben sie Hinweise dazu, wo die Politik bei der Förderung ansetzen sollte, beispielsweise über die Absicherung von Investitionen.

Abbildung 12: Versorgungskurven für Wasserstoff in der MENA-Region, mit Transport in die EU im Jahr 2030

Anmerkungen: Die Produktions- und Exportmengen von gasförmigen Wasserstoff (H₂) und verflüssigtem Wasserstoff (L-H₂) sind für einen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC) von 7 % und 12 % dargestellt. Weiterhin sprechen die Kostenvorteile des Pipelinetransportes eher für die Entstehung von regionalen Märkten bei Wasserstoff. (nach Lux et al. 2021)

5.2 Ein erster Ansatz zur Zusammenführung von Angebot und Nachfrage

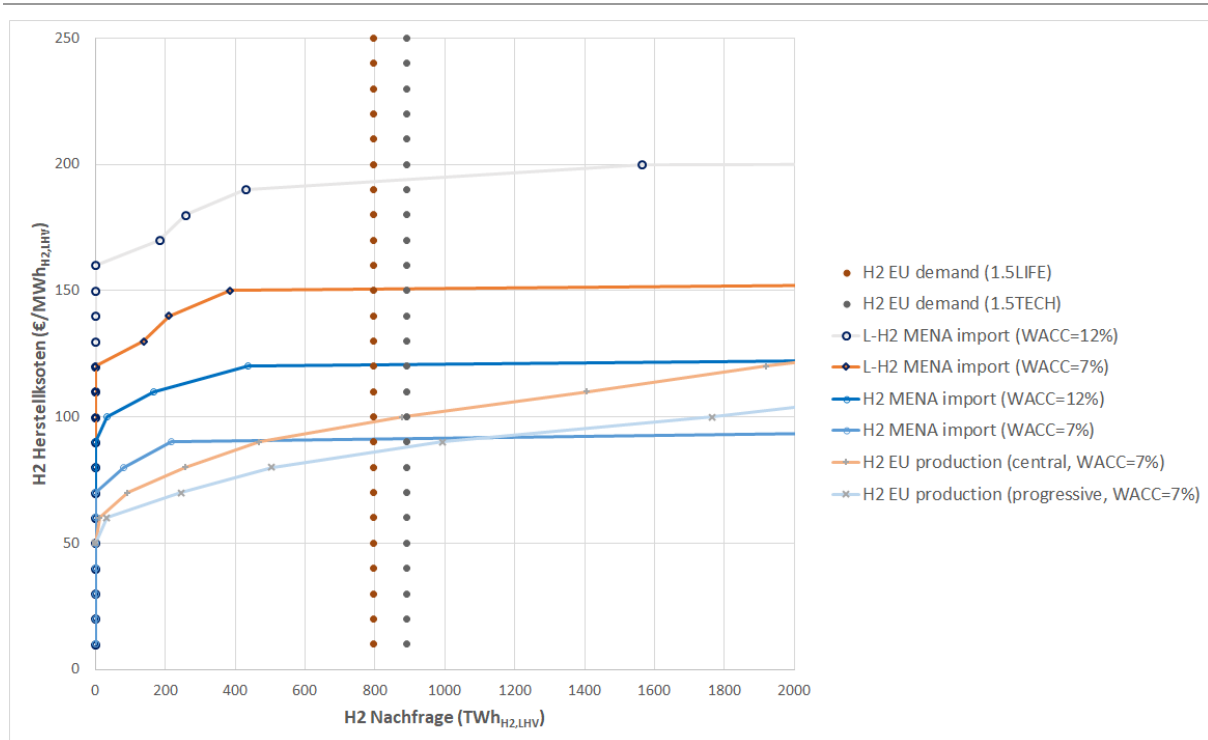
Ein erster Ansatz, der zeigt, wie sich Angebot und Nachfrage zusammenführen lassen, ist in Lux et al. (2021) dargestellt. Hier wird das Verhältnis zwischen den Versorgungskosten von europäischem Wasserstoff und aus MENA importiertem Wasserstoff in Abhängigkeit der möglichen Nachfragemengen verglichen. Dabei wird eine mögliche Preisbildung über Grenzkosten mit einer preisunelastischen Nachfragefunktion auf einem EU-Markt dargestellt und mit unterschiedlichen Kapitalkosten gerechnet. Hier sind somit nur erste Ansätze der oben beschriebenen Vorgehensweise umgesetzt.

Abbildung 13 zeigt einen Vergleich der Versorgungskosten von Wasserstoff in Europa, der entweder in Europa selbst produziert oder aus MENA importiert wird. Die Angebotskurven einer europäischen Produktion sind aus Lux et al. (2020) entnommen. Im Allgemeinen ist der Modellierungsansatz, der zur Berechnung der europäischen Versorgungskurven und der MENA-Importkurven verwendet wurde, ähnlich. Der Vergleich der Modellergebnisse zeigt, dass die Importkurven bis zu einem Wasserstoffpreis von 90 Euro/MWh_{H₂,LHV} unterhalb der europäischen Lieferkurven liegen. Bis zu diesem Verkaufspreis und entsprechenden Wasserstoffmengen ist die heimisch-europäische Wasserstoffversorgung kosteneffizienter. Unter der Annahme gleicher WACC von 7 % für Europa und MENA wird der Import von gasförmigem Wasserstoff aus der MENA-Region ab einem Wasserstoffbedarf zwischen 488 TWh_{H₂,LHV} und 1.118 TWh_{H₂,LHV} wirtschaftlich attraktiv, abhängig von der Elektrolyseur-Parametrisierung in Lux et al. (2020). Unterliegt der Import von Wasserstoff deutlich höheren Risikoprämien bzw. Gewinnmargen, die in den Modellläufen durch einen WACC von 12 % realisiert werden, ist der

Import von Wasserstoff erst ab Wasserstoffmengen zwischen 2.044 TWh_{H₂,LHV} und 3.571 TWh_{H₂,LHV} im Vergleich zur heimischen europäischen Produktion rentabel. Der Schnittpunkt der Angebotskurven für Flüssigwasserstoff-Importe aus MENA mit dem europäischen Angebot ergibt sich oberhalb von Wasserstoff-Verkaufspreisen von 150 Euro/MWh_{H₂,LHV} und einem europäischen Wasserstoffangebot von 4.111 TWh_{H₂,LHV}.

In Übereinstimmung mit dem 1,5 °C-Ziel schätzt die langfristige strategische Vision der EK einen Endenergiebedarf für Wasserstoff in Europa im Jahr 2050 zwischen 794 TWh_{H₂} (1,5LIFE-Szenario) und 892 TWh_{H₂} (1,5TECH-Szenario) (European Commission 2018). Der Vergleich der Wasserstoffversorgungskurven zwischen der europäischen Produktion mit der Zentralelektrolyseur-Parametrisierung und den MENA-Importen in Abbildung 13 deutet darauf hin, dass dieser Bedarf aus technisch-ökonomischer Sicht teilweise durch MENA-Importe gedeckt werden könnte, wenn für Europa und MENA die gleichen Zinssätze gelten. Bei der progressiven Elektrolyseur-Parametrisierung in Europa und einem WACC von 7 % könnte der Wasserstoffbedarf kosteneffizient durch eine innereuropäische Produktion gedeckt werden. Wird den MENA-Importen ein höherer WACC von 12 % zugewiesen, würde dieser europäische Wasserstoffbedarf unabhängig vom Elektrolyseur-Parameterszenario in Europa durch eine innereuropäische Produktion gedeckt werden. Importe könnten aber auch notwendig werden, wenn das EE-Potential in Europa aufgrund mangelnder öffentlicher Akzeptanz nicht ausreichend genutzt werden kann.

Abbildung 13: Wettbewerb auf dem europäischen Wasserstoffmarkt in der EU im Jahr 2050. Modellierte Exportkurven aus der MENA-Region werden mit Literaturwerten (Lux et al. 2021) für die heimische europäische Produktion verglichen. Als Referenz dient der Wasserstoffbedarf der Europäischen Kommission (European Commission 2018) für das Jahr 2050



Aus dieser Analyse lässt sich folgendes festhalten:

- Muss gegenüber der EU ein um 5 % höherer Ansatz für das WACC angesetzt werden, dann können Importlösungen wirtschaftlich deutlich weniger attraktiv werden.
- Das weltweite Angebot und die weltweite Nachfrage zu ermitteln, erscheint für eine Abschätzung künftiger Preise von Relevanz zu sein.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Nach heutigem Kenntnisstand wird Deutschland zur Erreichung seiner ambitionierten Ziele auf den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten angewiesen sein. Die eigenen wirtschaftlichen Stromerzeugungspotentiale aus Erneuerbaren sind zu begrenzt, um die prognostizierte Nachfrage alleine heimisch decken zu können. Bisherige Analysen zur Wirtschaftlichkeit von Importen basieren i.d.R. auf der Berechnung möglicher Herstell- und Transportkosten. Diese greifen jedoch zu kurz, da Marktpreise bei importierten Energieprodukten wie Gas und Öl sich stark von den Herstellkosten entkoppelt haben und oft deutlich über den Herstellkosten liegen bzw. große Preisvolatilitäten aufweisen. Vor dieser Problemstellung wird hier erstmals ein Ansatz vorgestellt, wie man sich eine künftige Marktentstehung vorstellen kann und wie man von Herstellkosten zu Preisen kommen könnte. Erste Schritte der Umsetzung werden präsentiert und daraus Schlussfolgerungen abgeleitet.

Im ersten methodischen Schritt wird von einem vollkommenen Markt ausgegangen. Unter dieser Annahme lässt sich über den Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve eine Grenzkostenpreisbildung ableiten. Hierzu sind neben Kostenpotentialkurven für das Angebot von Wasserstoff und Derivaten Nachfragekurven für diese zu ermitteln. Kostenpotentialkurven basieren auf techno-ökonomischen Analysen. In den Nachfragekurven müssen die Zahlungsbereitschaft und Konkurrenzoptionen zur Defossilisierung beachtet werden, die in den einzelnen Anwendungsgebieten unterschiedlich sind. Sogenannte „No-regret“-Sektoren, wie die Eisen- und Stahlindustrie oder der internationale Flugverkehr, in denen wenige Alternativen zu Wasserstoff und Derivaten zur Treibhausgasminderung zur Verfügung stehen, werden bereit sein, einen höheren Preis zu zahlen, als z. B. der straßengebundene Verkehr mit der Option der Direktelektrifizierung. Weiterhin sind die Transportkosten einzubeziehen, die gerade bei Wasserstoff in Abhängigkeit der Transportentfernung und der Transportart einen nennenswerten Anteil an den Importkosten ausmachen können. Der Transport über insbesondere umgewidmete Pipelines ist bei Entfernungen von wenigen 1.000 km günstiger als der Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff oder dessen Derivaten. Dies spricht bei Wasserstoff dafür, dass entsprechend dieser Transportrouten initial eher länderübergreifende Preisgebiete entstehen könnten, so wie es heute im Gasmarkt der Fall ist. Die MENA-Regionen oder Regionen im östlichen Europa wie die Ukraine oder Kasachstan könnten hier interessante Exportländer sein. Da bei den Derivaten wie Methanol oder Ammoniak, fossil hergestellt, bereits etablierte globale Märkte bestehen und die Transportkosten bei Entfernungen über 5.000 km einen deutlich geringeren Einfluss haben, könnte sich bei diesen auch bei der Herstellung über erneuerbare Energien Weltmärkte etablieren. Neben den Transportkosten sind aber auch die Flexibilisierung sowie Liefersicherheit bei der Bewertung mit einzubeziehen. So bietet der Schiffstransport die Möglichkeit, Routen aufgrund von z. B. politischen Unruhen oder Preisänderungen kurzfristig zu ändern und er trägt zu einer höheren Angebotsdiversifizierung bei. Verwiesen wird hier auf Parallelen zum Erdgasmarkt.

Ein möglicher, erster Ansatz zur besseren Preisbildung ist es, Länderrisiken über entsprechende Kapitalkosten zu berücksichtigen. Hierzu lassen sich Equity Risk Premia hereinziehen, die für Länder vorliegen. Rechnungen zeigen, dass ein durchaus realistischer Aufschlag von fünf bis zehn Prozentpunkten auf die Kapitalkosten gegenüber Deutschland und anderen EU-Ländern die Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffimports aus der MENA-Region stark beeinträchtigen

würde gegenüber der Wasserstoffherstellung in EU-Ländern. Länderrisiken möglichst zu quantifizieren, ist somit ein wichtiges Element bei der Analyse künftiger Wasserstoff- und Derivatepreise. Sie bilden ebenfalls eine wichtige Grundlage, um Politikmaßnahmen zu gestalten, z. B. durch die Übernahme von Kreditausfallrisiken.

Es zeigt sich weiterhin, dass bei der Analyse der Marktpreisbildung in zeitlichen Phasen gedacht werden sollte: Zumindest für die Übergangszeit werden sich nach heutigen Kenntnisstand andere Preisbildungsmechanismen herausbilden. Diese können sich an der Entstehung der Gasmärkte orientieren. Nach einer Pilotphase kann man nach aktuellem Wissensstand eher von einer starken Rolle bilateraler Verträge sowie von Oligopolmärkten mit strategischem Verhalten ausgehen. Gesetzliche Regulierung und Förderung werden hier wichtige Rollen bei der Marktgestaltung spielen.

Im Projekt HYPAT wird das Konzept weiter ausgearbeitet und umgesetzt.

Literaturverzeichnis

- Adelphi (2019). Jensterle, Miha; Jana Narita, Raffaele Piria, Jonas Schröder, Karoline Steinbacher, Farhanja Wahabzada, Tobias Zeller, Kilian Crone und Sebastian Löchle. Grüner Wasserstoff: Inter-nationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Berlin: adelphi.
- Agora Energiewende (2018). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. (n.d.). 74.
- Agora Energiewende and Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂. Agora Energiewende (Hrsg.). Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 26.10.2021.
- Aures (2020). Breitschopf, B. et al. Renewable energy financing conditions in Europe: Survey and impact analysis. 102.
- Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021). Monitoringbericht 2020. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hrsg.). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16, zuletzt geprüft am 12.11.2020.
- Coface Risk Rating (2021). Adjutor, S. et al. COFACE COUNTRY & SECTOR RISKS HANDBOOK 2021. Retrieved November 8, 2021, from http://img.go.coface.com/Web/COFACE/%7Bd900ceac-4cd8-4b24-9554-9656c12d1d0f%7D_202102CofaceCountry_SectorRisksHandbook2021EN.pdf?utm_medium=email&utm_source=Eloqua
- Composite Risk Rating (2017). International Country Risk Guide Methodology. Retrieved November 8, 2021, from <https://www.prsgroup.com/wp-content/uploads/2012/11/icrgmethodology.pdf>
- Correa, M.; Barría, C.; Maluenda, B. (2020): National Green Hydrogen Strategy. Chile, a clean energy pro-vider for a carbon neutral planet. Hg. v. Gobierno de Chile. Online verfügbar unter ener-
- Damodaran, A. (2019). Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2019 Edition. 124.gia.gob.cl/sites/default/files/national_green_hydrogen_strategy_-_chile.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2021.
- Deutsch, M.; Maier, U.; Perner, J.; Unteutsch, M.; Lövenich, A. (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Hg. v. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: Berlin, Köln.
- Egging, R. G.; Gabriel, S. A. (2006): Examining Market Power in the European Natural Gas Market. Energy Policy 34, S. 2762-2778.
- European Commission (2018): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EURO-PEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECO-NOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EURO-PEAN INVESTMENT BANK COM(2018) 773: A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Retrieved from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.
- European Commission (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brüssel: European Commission.
- European Commission (2021): Assessment of Hydrogen Delivery Options. In: Science for Policy Briefs. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/jrc/sites/default/files/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf, zuletzt geprüft am 03.10.2021.
- Fraunhofer IEE (2021). PtX-Atlas. Retrieved from <https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/>.

- Gerhard, M., Rüsch, T., Sandhövel, A. (Eds.), 2015. Finanzierung Erneuerbarer Energien, 2nd ed. Frankfurt-School-Verlag, Frankfurt am Main, XXIX, 1150 S.
- Hank, C., Sternberg, A., Köppel, N., Holst, M., Smolinka, T., Schaadt, A., Henning, H.-M. (2020). Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on re-newable electricity. Retrieved from 10.1039/d0se00067a
- Haumaier J.; Hauser, P.; Hobbie, H.; Möst, D. (2020): Grünes Gas für die Gaswirtschaft – Regionale Power-to-Gas-Potentiale aus Onshore-Windenergie in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 44, S. 61-83.
- Hauser, P.; Schmidt, M.; Möst, D. (2016): Gas Markets in Flux: Analysis of Components and Influences for Natural Gas Pricing in Europe, in IEEE Proceedings of the 13th Conference on the European electricity market (EEM).
- Hobohm, J.; auf der Maur, A.; Dambeck, H.; Kemmler, A.; Koziel S.; Krei-Delmeyer, S. et al. (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Eine Studie der Prognos AG, des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT und des Deutschen Biomasseforschungszentrums DBFZ. Endbericht. Prognos AG; Fraunhofer-Institut für Umwelt-, sicherheit- und Energietechnik (UMSICHT); Deutsches Biomasseforschungszentrum: Berlin.
- Hydrogen Council (2021): Hydrogen Insights – A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Hydrogen Council.
- IEA (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Studie angefertigt von der IEA für den G20 Gipfel in Japan 2019. IEA: Paris.
- IEA (2021a). Gas Market Report. Q2, 2021. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2021>, zuletzt geprüft am 05.11.2021
- IEA (2021b): Global Hydrogen Review 2021. International Energy Agency: Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e57fd1ee-aac7-494d-a351-f2a4024909b4/GlobalHydrogenReview2021.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2021.
- Investopedia (2021). Kenton, W. What Is a Hurdle Rate? Investopedia. Retrieved November 8, 2021, from <https://www.investopedia.com/terms/h/hurdlerate.asp>
- IRENA (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, IRENA: Abu Dhabi.
- IRENA (2021): World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, IRENA: Abu Dhabi.
- Kramer, U.; Ortloff, F.; Stollenwerk, S.; Thee, R., (2018): Defossilisierung des Transportsektors – Optionen und Voraussetzungen in Deutschland. Studie der Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen (FVV) e.V. FVV: Frankfurt a.M.
- Looney, R.L. (2018): Handbook of Transitions to Energy and Climate Security. Verlag Routledge; Reprint Edition (18. September 2018)
- Lux, B.; Pfluger, B. (2020): A supply curve of electricity-based hydrogen in a decarbonized European energy system in 2050. Applied Energy, 269, 115011. Permalink: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115011>.
- Lux, Benjamin; Gegenheimer, Johanna; Franke, Katja; Sensfuß, Frank; Pfluger, Benjamin (2021): Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region. In: Computers & Industrial Engineering, S. 107647. DOI: 10.1016/j.cie.2021.107647.
- Monopolkommission (2021): Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen 8. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG 2021.
- Neumann, A.; Ponce, M.; von Hirschhausen, Ch. (2013): Internationale Erdgaspreise: Marktsegmentierung und Transaktionskosten führen zu dauerhafter Preisdivergenz. DIW Wochenbericht, Nr. 47, S. 26-33.
- Nationale Kontaktstelle für Wissenstransfer und Geistiges Eigentum (2021): Technology Readiness Level. Online verfügbar unter <https://www.ncp-ip.at/wissenstransfer/technology-readiness-level>, zuletzt aktualisiert am 21.10.2021, zuletzt geprüft am 21.10.2021

- Nick, S.; Thoenes, S. (2014): What drives natural gas prices? — A structural VAR approach. *Energy Economics* 45, S. 517-527.
- Moody's (2021): Rating Symbols and Definitions, Retrieved November 8, 2021, from https://www.moody.com/research/Moodys-Rating-Symbols-Definitions--pbc_79004
- Öko-Institut (2021). Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität. Retrieved November 8, 2021, from <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf>
- Pfennig, M.; Gerhardt, N.; Pape, C.; Böttger, D. (2017): Mittel- und langfristige Potentiale von PtL- und H₂-Importen aus internationalen Vorzugsregionen. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Klimawirksamkeit Elektromobilität – Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele. Teilbericht. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: Kassel.
- PricewaterhouseCoopers (2021): Green hydrogen economy – predicted development of tomorrow. Online verfügbar unter <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>, zuletzt aktualisiert am 14.10.2021, zuletzt geprüft am 14.10.2021.
- Ragwitz, M.; Wietschel, M.; Jahn, M.; Kschammer, K.; Hanßke, A.; Pflüger, B.; Unger, A.; Neuwirth, M.; Zenker, A.; Horvat, D. (2020): H₂-Masterplan für Ostdeutschland. Studie im Auftrag der VNG. Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie, Cottbus, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, und Fraunhofer Institut für Keramische Technologien und Systeme, Dresden. VNG: Dresden.
- Sensfuß, F. et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Treibhausgasneutrale Szenarien; Kurzzusammenfassung. Online verfügbar unter https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Executive_Summary_2021_05_19_v19.pdf
- Schmitt, Th. M. (2018) (Why) did Desertec fail? An interim analysis of a large-scale renewable energy infrastructure project from a Social Studies of Technology perspective. in *Local Environment*, 23:7, 747-776, DOI: 10.1080/13549839.2018.1469119
- Stegen, K. S., Gilmartin, P.; Carlucci, J. (2012) Terrorists versus the sun : Desertec in North Africa as a case study for assessing risks to energy infrastructure. in *Risk management : a journal of risk, crisis and disaster*. - Basingstoke : Palgrave Macmillan, ISSN 1460-3799, ZDB-ID 2227982-9. - Vol. 14.2012, 1, S.: 3-26
- Stern, J. (2020): A Comparative History of Oil and Gas Markets and Prices: is 2020 just an Extreme Cyclical Event or an Acceleration of the Energy Transition? The Oxford Institute for Energy Studies. Online verfügbar unter: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/04/Insight-68-A-Comparative-History-of-Oil-and-Gas-Markets-and-Prices.pdf>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines – Potentials and costs. In *Applied Energy* 237 (2019) 798-809.
- Wang, A.; Jens, J.; Mavins, D.; Moultak, M.; Schimmel, M.; van der Leun, K. (2021): European Hydrogen Backbone. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gas Connect. June 2021. Online verfügbar unter https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021_v3.pdf, zuletzt geprüft am 02.10.2021.
- Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel, S.; Kost, C.; Ragwitz, M.; Herrmann, U.; Pflüger, B. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG: Karlsruhe, Freiburg, Cottbus.
- World seaports catalogue, marine and seaports marketplace (2021): Online verfügbar unter <http://ports.com/>, zuletzt aktualisiert am 22.10.2021, zuletzt geprüft am 22.10.2021.
- Zhang, D.; Wang, T.; Shi, X.; Liu, J. (2018): Is Hub-based Pricing a Better Choice than Oil Indexation for Natural Gas? *Energy Economics*, 76, S. 495-503.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausgewählte Umwandlungspfade von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten auf Basis von erneuerbarem Strom (Ragwitz et al. 2020).....	7
Abbildung 2: Preisbildung auf vollkommenen Märkten	18
Abbildung 3: Generelle Vorgehensweise zur Preisbildung.....	19
Abbildung 4: Wasserstoff- und Methankosten für eine festgelegte Nachfragemenge in der MENA-Region 2030 (Daten aus Lux et al. 2021).....	21
Abbildung 5: Angebotskurven für Wasserstoff aus der MENA-Region 2030 (nach Lux et al. 2021)	22
Abbildung 6: Darstellung der unterschiedlichen Gruppen an Nachfrage mit ihrer jeweiligen Menge (kumuliert dargestellt auf der Abszisse) und dem akzeptierten Preis (Ordinate) (Sortierung und relative Mengen sind rein beispielhaft zu verstehen).....	25
Abbildung 7: Transportkosten zu gasförmigem Wasserstoff per Pipeline in neuen (GH2-PL Neu) sowie umgewidmeten Pipelines (GH2-PL Umw), sowie Ammoniak (LNH3-Schiff), Wasserstoff (LH2-Schiff) und LOHC (LOHC-Schiff) in flüssiger Form per Schiff. Informationen entnommen aus (IEA 2021b), (EC 2021) und (EHB 2021). Transportkapazitäten umgerechnet zu TWh/a über 5.000 Volllaststunden.	29
Abbildung 8: Qualitative Abbildung für indikativ ermittelte Importhubs (I) und Exporthubs (E) basierend auf Erneuerbaren-Energien-Potentialen sowie zukünftigen Energiebedarfen.....	30
Abbildung 9: Globale Produktions- und Transportkosten von gasförmigem Wasserstoff per Pipeline in 2050. Transportkosten entnommen aus Wang et al. (2021); Annahmen: 85 TWh/a H ₂ -Förderung. Produktionskosten entnommen aus PricewaterhouseCoopers (2021), Kapazitäten nicht gegeben.....	32
Abbildung 10: LH2, LOHC und LNH3: Exportkosten per Schiff in 2050; Transportkosten entnommen aus Wang et al. (2021).....	33
Abbildung 11: In der linken Darstellung bilden die Wertepaare von 118 Ländern ein Streudiagramm, welches den Zusammenhang von Composite Risk Rating und Equity Risk Premium (angesetzte WACC) verdeutlicht. In der rechten Darstellung wird der Zusammenhang zwischen der Einstufung durch das Coface Risk Rating (von 1: geringste Risiko bis 5: höchste Risiko) und dem Equity Risk Premium für selbige 118 Länder veranschaulicht. Jedes Land ist durch einen grauen Punkt repräsentiert, die Querstriche sind die gebildeten Mittelwerte je Risikoeinstufung.....	36
Abbildung 12: Versorgungskurven für Wasserstoff in der MENA-Region, mit Transport in die EU im Jahr 2030.....	40
Abbildung 13: Wettbewerb auf dem europäischen Wasserstoffmarkt in der EU im Jahr 2050. Modellerte Exportkurven aus der MENA-Region werden mit Literaturwerten (Lux et al. 2021) für die heimische europäische Produktion verglichen. Als Referenz dient der Wasserstoffbedarf der Europäischen Kommission (European Commission 2018) für das Jahr 2050.....	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Angebots- und nachfragegetriebene Preisdeterminanten von Erdgas (eigene Darstellung, basierend auf Hauser et al. 2016)	12
Tabelle 2:	Überblick Stromteilmärkte mit ihren Charakteristika	15
Tabelle 3:	Angesetzte Kapitalkosten (WACC) durch das Equity Risk Premium ausgewählter Länder: Die WACC variieren durch die länderspezifische Risikoaufschläge auf Grundlage des Moody's Rating. Werte berechnet nach Damodaran (2019).....	35