

Ariadne-Analyse

Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte



GEFÖRDERT VOM

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Autorinnen und Autoren



» Adrian Odenweller
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Jan Frederick George
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Viktor Paul Müller
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Dr. Philipp C. Verpoort
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Lukas Gast
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Dr. Benjamin Pflüger
Fraunhofer-Einrichtung für
Energieinfrastrukturen und
Geothermie



» Dr. Falko Ueckerdt
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung

Wir danken Ulrich Fahl, Kai Hufendiek, Michèle Knodt, Christoph Kost, Gunnar Luderer, Sarah Messina, Oliver Ruhнау und Jenny Winkler für hilfreiche Kommentare und Verbesserungsvorschläge zu dieser Analyse.

Dieses Papier zitieren:

Adrian Odenweller, Jan George, Viktor Müller, Philipp Verpoort, Lukas Gast, Benjamin Pflüger, Falko Ueckerdt (2022): Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren: Falko Ueckerdt, ueckerdt@pik-potsdam.de

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

Herausgegeben von

Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgen-
forschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

September 2022

Inhalt

Zusammenfassung	1
1. Einleitung	4
2. Fünf Knackpunkte.....	7
2.1 Wann wird ausreichend grüner Wasserstoff verfügbar sein?	7
2.2 Woher kommt grüner Wasserstoff in Zukunft und was kostet er?	12
2.3 Wird grüner Wasserstoff durch die Krise wettbewerbsfähig mit Erdgas?	19
2.4 Wird Ammoniak der erste Business Case für grünen Wasserstoff?	22
2.5 Wackelt die blaue Wasserstoffbrücke durch die Krise?	26
3. Fazit und Ausblick.....	29
Literaturangaben.....	31

Zusammenfassung

Die Energiekrise infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine hat die Rahmenbedingungen für die Energiewende in Deutschland und der Europäischen Union grundlegend verändert und damit eine energiepolitische Zeitenwende eingeläutet. Durch die starke Abnahme und ungewisse Zukunft der pipelinegebundenen Erdgasversorgung aus Russland, pendeln sich gegenwärtig neue Marktverhältnisse für fossiles Gas in Deutschland ein. Dies betrifft unmittelbar auch Wasserstoff als unverzichtbaren Energieträger eines zukünftigen klimaneutralen Energiesystems. Einerseits haben die rapide angestiegenen Erdgas- und Strompreise direkten Einfluss auf die ökonomischen Rahmenbedingungen der Wasserstoffproduktion. Andererseits hat insbesondere die EU ihre Ziele für den Elektrolyse-Markthochlauf seit dem Krieg deutlich angehoben.

Für die Rolle von Wasserstoff in der Energiekrise stellen sich somit zwei spiegelbildliche Fragen: Kann Wasserstoff helfen, die aktuelle Energiekrise zu bewältigen? Und kann umgekehrt die Energiekrise beim Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft helfen? Diese zwei übergeordneten Fragen hängen einerseits von der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff, und andererseits von dessen Wettbewerbsfähigkeit mit Erdgas, sowie grauem und blauem Wasserstoff ab.

In dieser Analyse diskutieren wir die Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff in fünf zentralen Knackpunkten, die wir als Fragen formulieren. Die Knackpunkte fassen wesentliche Erkenntnisse aus drei aktuellen wissenschaftlichen Papieren zusammen (Odenweller et al., 2022; George et al., 2022; Ueckerdt et al., 2022).

1. **Wann wird ausreichend grüner Wasserstoff verfügbar sein?** Trotz exponentiellen Wachstums braucht der Markthochlauf der Elektrolysekapazität Zeit. Daher wird grüner Wasserstoff in den nächsten Jahren noch sehr knapp sein und kann nur einen geringen Beitrag zur Bewältigung der Energiekrise leisten. Gleichwohl muss der Markthochlauf jetzt beginnen, um die Erreichung der ambitionierten 2030-Ausbauziele und damit die mittelfristige Verfügbarkeit sicherzustellen.
2. **Woher kommt grüner Wasserstoff in Zukunft und was kostet er?** Bis mindestens 2025, voraussichtlich auch bis 2030, wird die inländische stromnetzgebundene Wasserstoffproduktion den größten Beitrag zu den in Deutschland verfügbaren

Wasserstoffmengen leisten. Die Kosten dieser Lieferkette sind durch gestiegene Strompreise seit der Krise erhöht, könnten aber bereits bis 2030 sinken. Um 2030 könnten schrittweise auch substantielle Mengen von grünen Wasserstoffimporten via Schiff und Pipeline realisiert werden. Insbesondere Pipelineimporte haben das Potenzial, die Kosten für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff zu senken, jedoch bleiben die Kostenabschätzungen unsicher und die Bildung eines Wasserstoffpreises komplex.

3. **Wird grüner Wasserstoff durch die Krise wettbewerbsfähig mit Erdgas?** Die Konkurrenz zu Erdgas bleibt für grünen Wasserstoff trotz der Energiekrise eine Herausforderung. Zwar reduziert sich die Kostenlücke zu Erdgas durch die kurzfristig (und gemäß der Terminmärkte auch langfristig¹) erhöhten Erdgaspreise, jedoch werden die CO₂-Preise voraussichtlich erst nach 2030 hoch genug sein, um Kostenparität und Wettbewerbsfähigkeit zu schaffen.
4. **Wird Ammoniak der erste Business Case für grünen Wasserstoff?** Einer der wichtigsten ersten Einsatzbereiche für Wasserstoff ist die Ammoniakproduktion. Grüner Wasserstoff könnte hier gegenüber in Deutschland produziertem grauem Wasserstoff bereits um 2030 die kostengünstigere Alternative werden (mit CO₂-Bepreisung). Das gilt jedoch zunächst nur aufgrund der hohen Erdgaspreise in Deutschland und der EU. Importe von *fossilem* Ammoniak via Schiff bleiben deutlich günstiger als Ammoniak aus heimisch produziertem grünem Wasserstoff. Aus techno-ökonomischer Perspektive läuft es mittelfristig auf einen Wettbewerb von Ammoniakimporten hinaus, der im Ausland entweder aus (vergleichsweise günstigem) Erdgas oder grünem Wasserstoff produziert wird.
5. **Wackelt die „blaue Wasserstoffbrücke“² durch die Krise?** Mit den hohen Erdgaspreisen sind die Bereitstellungskosten für blauen Wasserstoff stark gestiegen und liegen in den nächsten Jahren nah an denen von grünem Wasserstoff. Die Wettbewerbsfähigkeit von blauem Wasserstoff ist zudem stark von regulatorischen Entscheidungen abhängig. Hinzu kommen Unsicherheiten im Hinblick auf die Größe

¹ Für die Wettbewerbsanalyse benutzen wir die Preise an den Terminmärkten für Gas und Strom. Diese sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

² „Blaue Wasserstoffbrücke“: Aufgrund der kurzfristigen Knappheit und hohen Kosten von grünem Wasserstoff (bis mindestens ~2030), wird blauer Wasserstoff (aus Erdgas mit *Carbon Capture and Storage*, CCS) als Zwischenlösung diskutiert, um den Wasserstoffhochlauf insgesamt früher beginnen zu können. Langfristig strebt die Bundesregierung jedoch die ausschließliche Nutzung von grünem Wasserstoff an (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

und Dauer eines potenziellen Marktes für blauen Wasserstoff, die sich aus der Unsicherheit über die Wasserstoffnachfrage und der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ergeben.

Zusammenfassend zeigt sich im Hinblick auf die zwei übergeordneten Fragen:

Wasserstoff wird Erdgas erst mittelfristig in substantiellen Mengen ersetzen können und kann daher in den kommenden Jahren nur einen geringen Beitrag zur Bewältigung der Energiekrise leisten. Mit der Krise werden alle Alternativen zu Erdgas wichtiger, wobei die Bedeutung von kurzfristig verfügbaren und energieeffizienten Optionen in besonderem Maße zunimmt.

Umgekehrt erscheinen aufgrund der gestiegenen Energiepreise erste rein wettbewerbliche Business Cases für Wasserstoff am Horizont, da sich die Wirtschaftlichkeitslücke von grünem Wasserstoff schon in den nächsten Jahren reduzieren könnte. Bei den Förderinstrumenten für Wasserstoff und bei der Bewältigung der Energiekrise stellt sich schon heute die Frage nach einer Gesamtstrategie bezüglich des Industriestandorts Deutschland und zukünftiger globaler Wertschöpfungsketten, die sowohl Klima- und Industriepolitik als auch Entwicklungs- und Geopolitik integriert.

1. Einleitung

Energiekrise. Der russische Angriff auf die Ukraine und die daraus resultierende Energiekrise haben die ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen für die Energiewende grundlegend verändert. Insbesondere der Erdgaspreis ist im Vergleich zum Durchschnitt der 2010er Jahre zuletzt um einen Faktor 14 angestiegen (Abbildung 1). Nahezu synchron dazu ist auch der Strompreis auf dem Spotmarkt im Monatsdurchschnitt um einen Faktor 11 angestiegen, da Gaskraftwerke auf dem Strommarkt häufig preissetzend sind. Auf den Terminmärkten zeichnet sich trotz teilweise geringer Liquidität ab, dass ein Teil dieses Anstieges auch mittelfristig anhalten kann. Langfristig wird der Transport von Flüssigerdgas (*Liquefied natural gas*, LNG) als Ersatz für günstige pipelinegebundene Erdgaslieferungen aus Russland wahrscheinlich zu Marktpreisen über dem Vorkrisenniveau führen. Erneuerbare Energien, als Fundament des zukünftigen klimaneutralen Energiesystems, sind durch die Preisanstiege ökonomisch attraktiver geworden und reduzieren zugleich die Notwendigkeit von Importen. Die Energiekrise kann somit zu einem Katalysator für die Energiewende werden.

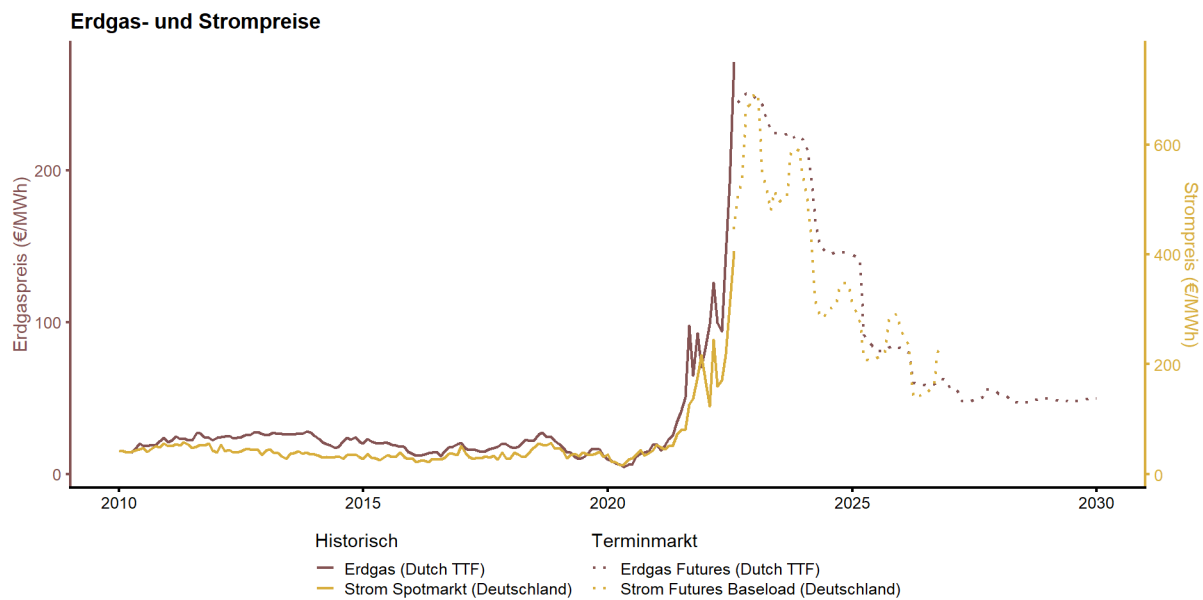


Abbildung 1: Erdgas- und Strompreise historisch (durchgezogene Linien) und auf Terminmärkten (gepunktete Linien). Die linke y-Achse zeigt Erdgaspreise (Dutch TTF), die rechte y-Achse Strompreise (historische Spotmarktpreise und Futures für Grundlast in Deutschland). Alle Preise sind nominell. Historische Spotmarktpreise für Strom sind monatlich gemittelt, historische Erdgaspreise entsprechen dem Monatsende (Ausnahme August 2022, dort letzter Wert). Daten abgerufen am 22.08.2022. Quellen: CME Group, 2022a, 2022b; Fraunhofer ISE, 2022; Trading Economics, 2022.

Implikationen für Wasserstoff. Doch welche Veränderungen ergeben sich für die Rolle von Wasserstoff? Kann Wasserstoff einen Beitrag zur Bewältigung der Energiekrise leisten? Wird Wasserstoff durch die Krise wettbewerbsfähig und der Markthochlauf beschleunigt? Wasserstoff ist als neuer Energieträger unverzichtbar für die Erreichung der deutschen und europäischen Klimaziele (Luderer et al., 2021; Rodrigues et al., 2022) und hat in den vergangenen Jahren eine regelrechte Begeisterung entfacht (van Renssen, 2020). Mit Blick auf realisierbare Mengen und Preise beeinflusst die Energiekrise über zwei zentrale Wirkungskanäle die Zukunftsperspektiven von Wasserstoff. Einerseits haben sich infolge des Krieges die politischen Rahmenbedingungen insbesondere in der EU verändert, die durch regulatorische Entscheidungen und Fördermaßnahmen Einfluss auf den dringend benötigten Markthochlauf von grünem Wasserstoff nehmen können (European Commission, 2022a). Andererseits haben sich mit den Preissteigerungen die grundlegenden ökonomischen Parameter verändert, die die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff bestimmen und somit wiederum den Markthochlauf beeinflussen.

Verfügbarkeit von Wasserstoff. Die veränderten politischen Rahmenbedingungen zeigen, dass die Energiekrise nicht nur die Preise fossiler Energieträger, sondern auch die Aufmerksamkeit für grünen Wasserstoff in die Höhe schnellen lassen hat. Dies betrifft sowohl die inländische Produktion als auch mögliche Importe. So hat die EU-Kommission im Rahmen des REPowerEU-Plans die 2030-Ziele für den Ausbau der heimischen Elektrolysekapazität und für den Import von grünem Wasserstoff im Vergleich zu vorherigen Planungen mehr als verdoppelt (European Commission, 2022a). Bei den Wasserstoffimporten ist damit die langfristige Vision verbunden, aufgrund diversifizierter Anbieter Abhängigkeiten wie im Falle fossiler Energieimporte vermeiden zu können (Piria et al., 2021). In Deutschland wurde das 2030-Ausbaziel der Elektrolysekapazität im Rahmen des Koalitionsvertrages bereits Ende 2021 verdoppelt. Zudem werden Pilotprojekte zum Wasserstoffimport aus außereuropäischen Ländern, wie beispielsweise Australien und Kanada, verfolgt (BMBF, 2022; BMWK, 2022). Steht grüner Wasserstoff also kurz vor einem Durchbruch? Und welche Mengen sind kurz- und mittelfristig realisierbar?

Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff. Die erheblichen Preissteigerungen von Gas und Strom wirken sich mehrfach auf die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus. Einerseits erhöhen sich die Produktionskosten sowohl von grauem und blauem Wasserstoff aus

Erdgas, als auch von grünem Wasserstoff der stromnetzgebunden in Deutschland oder der EU produziert wird. Das verändert die interne Konkurrenz der verschiedenen Produktionsverfahren von Wasserstoff. Andererseits verändert sich die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff mit fossilen Energieträgern. Ist grüner Wasserstoff daher möglicherweise bald kompetitiv mit Erdgas? Wie steht es um erste Business Cases und ist die blaue Wasserstoffbrücke nun Makulatur?

Diese Analyse. Wir betrachten die Auswirkungen der grundlegend und dauerhaft veränderten Rahmenbedingungen für Wasserstoff in Europa und insbesondere Deutschland. Dafür beleuchten wir fünf zentrale Knackpunkte, die wir als Fragen formulieren. Die Knackpunkte fassen wesentliche Erkenntnisse aus drei aktuellen wissenschaftlichen Papieren zusammen (Odenweller et al., 2022; George et al., 2022; Ueckerdt et al., 2022).

2. Fünf Knackpunkte

2.1 Wann wird ausreichend grüner Wasserstoff verfügbar sein?

Zusammenfassung. Trotz exponentiellen Wachstums braucht der Markthochlauf der Elektrolysekapazität Zeit. Daher wird grüner Wasserstoff in den nächsten Jahren noch sehr knapp sein und kann nur einen geringen Beitrag zur Bewältigung der Energiekrise leisten. Gleichwohl muss der Markthochlauf jetzt beginnen, um die Erreichung der ambitionierten 2030-Ausbauziele und damit die mittelfristige Verfügbarkeit sicherzustellen.

Flaschenhals Elektrolyse. Als Schlüsseltechnologie für die Produktion von grünem Wasserstoff stellt der Markthochlauf der Elektrolysekapazität einen entscheidenden Engpass dar (IRENA, 2020). Der Ausbau der Elektrolyse repräsentiert darüber hinaus auch die koordinative Herausforderung, nicht nur das Wasserstoffangebot, sondern auch die Wasserstoffnachfrage und -infrastruktur gleichzeitig hochzufahren – das sprichwörtliche „dreiseitige Henne-Ei-Problem“ des Wasserstoff-Markthochlaufs (Schulte et al., 2021).

Herausfordernde 2030-Ziele. Die jüngst angehobenen Ausbauziele für die Elektrolysekapazität sind äußerst ambitioniert. Ende 2021 betrug die geschätzte Elektrolysekapazität 80 MW in Deutschland und 180 MW in der EU (IEA 2021, Stand Oktober 2021). Um das deutsche 2030-Ausbauziel zu erreichen, das im Rahmen des Koalitionsvertrages von 5 GW auf 10 GW angehoben wurde, muss die Kapazität daher um das 125-fache wachsen (entsprechend 70 %/Jahr, Abbildung 2). Um das 2030 EU-Ausbauziel zu erreichen, das vor dem Hintergrund der Energiekrise mit dem REPowerEU-Plan von 40 GW auf rund 100 GW³ angehoben wurde (European Commission, 2022a), muss die Kapazität sogar um das 550-fache wachsen (entsprechend 100 %/Jahr, Abbildung 2).⁴ Um die von der EU geplanten Importe realisieren zu können, müssten darüber hinaus bis 2030 weitere 100 GW Elektrolyseure im außereuropäischen Ausland errichtet werden, die wir hier nicht betrachten (Odenweller et al., 2022).

³ Der REPowerEU-Plan spezifiziert das Ziel, bis 2030 jährlich 10 Millionen Tonnen (Mt) erneuerbaren Wasserstoff in der EU herzustellen. Die dafür erforderliche Elektrolysekapazität hängt von den Volllaststunden und der Effizienz ab und beträgt ungefähr 100 GW.

⁴ Da sich die Elektrolysefertigung aktuell an der Schwelle zur industriellen Serienfertigung befindet, liegt der Großteil bisher fertiggestellter Elektrolyseprojekte noch deutlich unter 10 MW aus manueller Fertigung. Die EU-Kommission und mehrere Industrieunternehmen haben sich im Mai 2022 zu dem gemeinsamen Ziel bekannt, die Fertigungskapazität für Elektrolyseure bis 2025 auf 25 GW elektrischer Leistung pro Jahr auszubauen und damit im Vergleich zu heute zu verzehnfachen (European Clean Hydrogen Alliance, 2022). Damit wäre das 2030-EU-Ausbauziel zumindest aus einer technischen Fertigungsperspektive klar erreichbar.

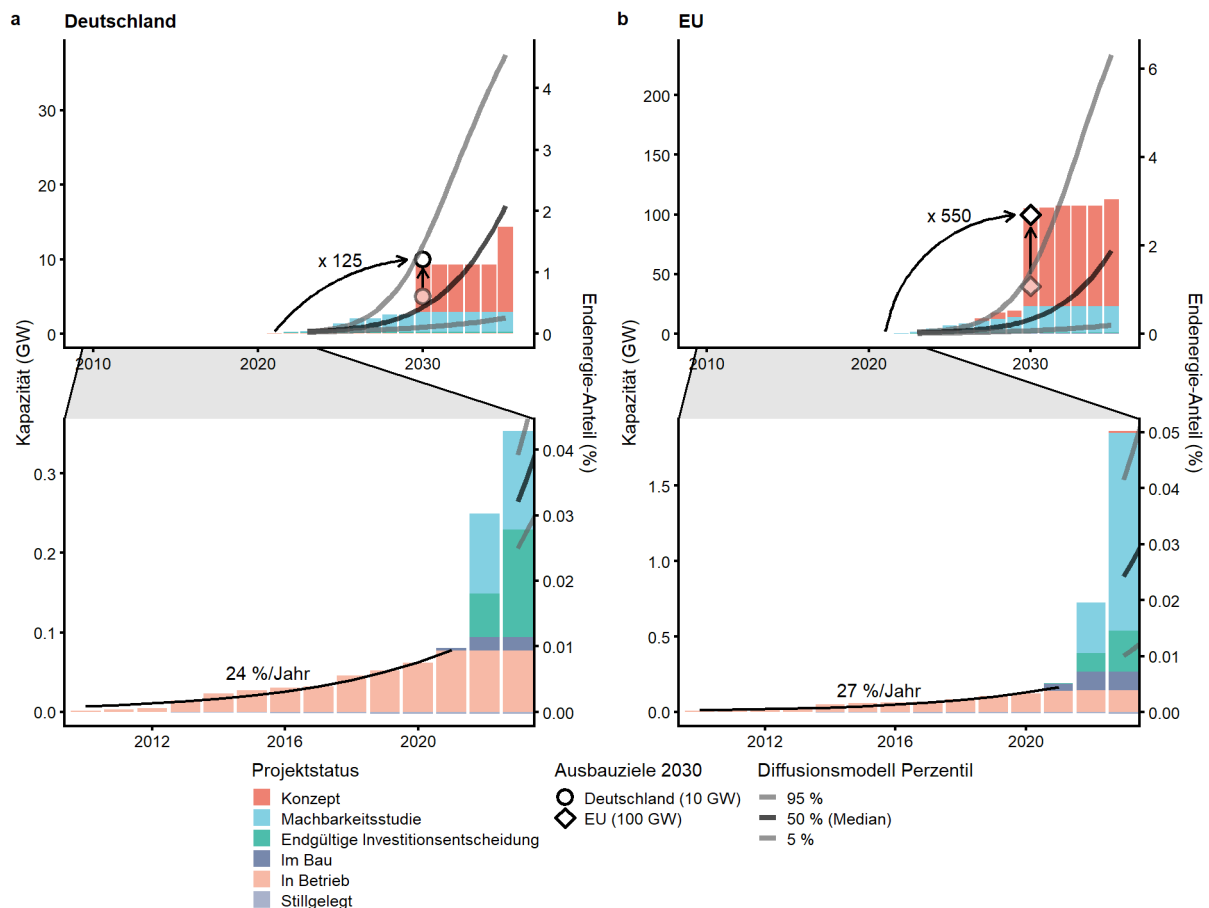


Abbildung 2: Markthochlauf der Elektrolysekapazität in Deutschland und der EU. Dargestellt sind Elektrolyseprojekte nach Projektstatus (Stand Oktober 2021, (IEA, 2021)), aktualisierte sowie vorherige Ausbauziele für 2030 und drei Perzentile eines probabilistischen Technologiediffusionsmodells aus einer parallel veröffentlichten Studie in Nature Energy (Odenweller et al., 2022). Die linke y-Achse zeigt die Elektrolysekapazität in GW. Die rechte y-Achse zeigt den Endenergie-Anteil, der mit dieser Kapazität durch die Produktion von grünem Wasserstoff gedeckt werden kann, in Bezug auf den jeweiligen Endenergieverbrauch in 2020 (Annahmen: 50 % Kapazitätsfaktor, 65 % Effizienz). Quelle: Eigene Darstellung.

Dynamik der Elektrolyseprojekte. Die benötigten Wachstumsraten zur Erreichung der Ausbauziele übersteigen die historischen Wachstumsraten von etwa 25 % pro Jahr zwar bei weitem, allerdings geben die Projektankündigungen Anlass zu Optimismus (Abbildung 2). In den kommenden Jahren zeichnet sich eine ausgeprägte Dynamik ab, die in Deutschland bei vollständiger Realisierung aller angekündigten Projekte zu einer Vervielfachung der Elektrolysekapazität in 2023 verglichen mit 2021 führen könnte, in der EU sogar zu einer Verzehnfachung. Dieser positive Ausblick steht jedoch unter dem Vorbehalt, dass in Deutschland für 45 % dieser Projektankündigungen noch keine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde, in der EU sogar für 77 %. Somit besteht erhebliche Unsicherheit über die kurzfristige Projektrealisierung.

Technologiediffusionsmodell. Der mittel- und langfristige Markthochlauf der Elektrolyse hängt daher von zwei unsicheren Parametern ab: (i) der Erfolgsrate von angekündigten Elektrolyseprojekten in den kommenden Jahren und (ii) der dauerhaft realisierbaren Wachstumsrate. Wir bilden diese Unsicherheiten in einem probabilistischen Technologiediffusionsmodell ab, dessen Details in einer parallel erscheinenden Studie in *Nature Energy* beschrieben sind (Odenweller et al., 2022). Dabei gehen wir von einem stetig ansteigenden Marktvolumen aus, das durch politische Förderung und verbesserte Wettbewerbsfähigkeit entsteht. Abbildung 2 zeigt den Median sowie das 90 % Konfidenzintervall des resultierenden Möglichkeitsraums für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff unter der Annahme, dass die Elektrolyse so schnell wächst wie Photovoltaik und Windenergie – die bisher größten Erfolgsgeschichten der Energiewende. Selbst in diesem Fall zeigt sich, dass das deutsche Ausbauziel am oberen Rand des Möglichkeitsraums liegt und daher mit den höchsten Wachstumsraten der bisherigen Energiewende gerade noch erreichbar ist. Das EU-Ziel hingegen liegt außerhalb des historischen Möglichkeitsraums und erfordert somit eine bedeutend höhere Diffusionsgeschwindigkeit, als dies für Energietechnologien jemals erreicht wurde. Sollten die jeweiligen Ausbauziele in 2030 erreicht werden, ließe sich damit etwa 1,2 % der heutigen Endenergienachfrage in Deutschland und etwa 2,7 % in der EU durch die heimische Produktion von grünem Wasserstoff decken (Abbildung 2, rechte y-Achse).⁵

Enormer Strombedarf. Die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert neben Elektrolyseuren auch entsprechend große Mengen erneuerbaren Stroms. Um 10 GW Elektrolysekapazität zu betreiben, wie in Deutschland bis 2030 geplant, müssten bei einer Auslastung von 50 % (Annahme in Abschnitten 2.2-2.5) etwa 44 TWh/Jahr erneuerbarer Strom aufgewendet werden, was 8 % der deutschen Nettostromerzeugung in 2020 entspricht. Das EU-Ziel von 100 GW erfordert entsprechend 440 TWh/Jahr erneuerbaren Stroms, was sogar 16,5 % der EU-Nettostromerzeugung in 2020 entspricht – oder rund 80 % der deutschen Nettostromerzeugung. In Anbetracht dieser Strombedarfe gewinnen Effizienzüberlegungen an Relevanz.

⁵ Zur weiteren Einordnung: In Deutschland ließen sich damit in 2030 37-70 % der Gesamtnachfrage nach Wasserstoff und E-Fuels in den Ariadne-Szenarien zur Klimaneutralität 2045 decken (Luderer et al., 2021). Dies entspricht 3 % des Erdgasverbrauches im Jahr 2021.

Effizienzverluste. Während der akuten Energiekrise sollte sorgfältig abgewogen werden, in welchen Bereichen knapper erneuerbarer Strom kurzfristig am meisten Erdgas substituieren kann. Diese strategischen Überlegungen stellen eine Gratwanderung dar. Einerseits nutzt die direkte Elektrifizierung erneuerbaren Strom effizienter als es mit der Umwandlung in Wasserstoff möglich ist, sodass damit größere Potenziale zur Substitution von Erdgas verbunden sind. Andererseits besteht mit der Priorisierung von effizienteren Maßnahmen die Gefahr, den Markthochlauf von grünem Wasserstoff auszubremsen und somit die Ausbauziele nicht zu erreichen. Ein dramatisch beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien, und mittelfristig auch außereuropäische Wasserstoffimporte, können helfen, dieses Dilemma zu entschärfen.

Importe. Angesichts des stockenden Ausbaus erneuerbarer Energien und der besseren Potenziale in Nicht-EU-Ländern gewinnen Importoptionen an Aufmerksamkeit. Mit Blick auf die Verfügbarkeit ist jedoch zu bedenken, dass auch der globale Elektrolyse-Markthochlauf herausfordernd ist (Odenweller et al., 2022). Darüber hinaus wird der Aufbau eines internationalen Wasserstoffhandels sowie der notwendigen Transportinfrastruktur zusätzliche Zeit in Anspruch nehmen und ist mit weiteren Koordinationsherausforderungen von Export- und Importländern sowie zusätzlichen Investitionen verbunden. Vergleichsweise hohe Transportkosten und Umwandlungsverluste führen zudem zu grundsätzlichen Unsicherheiten über die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit von Schiffsimporten von Wasserstoff. Importe können der kurzfristigen Knappheit von grünem Wasserstoff daher kaum entgegenwirken. Aufgrund der langen Vorlaufzeit internationaler Wasserstoffprojekte, erfordert die mittel- und langfristige Realisierung von Importen jedoch bereits heute entsprechende politische Weichenstellungen und Pilotprojekte (Ueckerdt et al., 2021).

Regulatorischer und institutioneller Rahmen. Ein oftmals unterschätzter Engpass im Wasserstoffmarkthochlauf stellt der regulatorische und institutionelle Rahmen dar. Neue Energieträger wurden bisher stets von vertikal integrierten Unternehmen in den Markt gebracht. Bei Kohle, Erdgas und Strom suchten sich die Unternehmen zunächst große Ankerkunden, bauten Logistikketten und Infrastrukturen aus und erweiterten ihren Kundenkreis. Die Entscheidungen liefen bei den Unternehmen zusammen, die mit ihren Kun-

den Preise und Anschlusskonditionen verhandelten. Zudem haben sich neue Energieträger in der Vergangenheit synergetisch mit neuen Technologien oder Energiedienstleistungen wie Dampfmaschine, Automobil oder elektrischem Licht entwickelt. Bei Wasserstoff stehen wir vor der neuen Situation, dass der Hochlauf ohne neue Energiedienstleistung und von vertikal entflechteten („unbündelten“) Unternehmen durchgeführt werden muss, ohne dass Investitionsentscheidungen durch einen Wasserstoffmarkt oder Wasserstoffpreise koordiniert werden. Darüber hinaus wird der Staat in den nächsten Jahren Angebot, Nachfrage, Netze und Speicher fördern müssen. Gute Entscheidungen erfordern dabei Institutionen, die das gesamte Wasserstoffsystem und seine Verbindungen zu anderen Bereichen, insbesondere dem Stromsystem im Blick haben. Des Weiteren bestehen bei den EU-Mitgliedsstaaten teilweise sehr unterschiedliche Vorstellungen darüber, wie eine Wasserstoffversorgung in den nächsten Dekaden entstehen wird und welche Rolle internationale Wasserstoffpipelines dabei spielen sollten. Diese Unterschiede müssen so schnell wie möglich in ein gemeinsames Bild überführt werden, das regional unterschiedlich aussehen kann. Auch wenn diese Herausforderungen lösbar sind, sollte nicht vernachlässigt werden, dass die Neuartigkeit des Wasserstoffhochlaufs auch neue Instrumente und Institutionen benötigt, die erst verhandelt und geschaffen werden müssen.

Kurzfristige Knappheit. Trotz exponentiell wachsender Elektrolysekapazität und unter Berücksichtigung möglicher außereuropäischer Importe wird grüner Wasserstoff voraussichtlich bis mindestens 2030 ein knappes Gut bleiben. Daher kann grüner Wasserstoff kurzfristig keinen substantziellen Beitrag zur Bewältigung der Energiekrise leisten. Dennoch ist es wichtig, den Markthochlauf von grünem Wasserstoff jetzt mit Nachdruck zu unterstützen, um die Erreichung der 2030-Ausbauziele und damit auch die mittel- und langfristige Verfügbarkeit sicherzustellen. Dies erfordert politische Förderungen, die nicht nur die Angebotsseite, sondern auch Infrastruktur und Nachfrage in den Blick nehmen.

Mittelfristige Herausforderungen. Durch die Zielverschärfung der Elektrolysekapazität in Reaktion auf die Energiekrise besteht einerseits die Möglichkeit, dass der Markthochlauf angekurbelt wird, wenn die Ziele durch konkrete Politikinstrumente untermauert werden. Andererseits steigt aber auch die Gefahr, die Ziele zu verfehlen. Insbesondere die Errei-

chung des EU-Ziels in 2030 ist extrem herausfordernd. Jedoch zeigen die unsicheren Projektankündigungen, die sowohl in Deutschland als auch in der EU bemerkenswert gut mit den Ausbauzielen übereinstimmen, dass es ein grundsätzlich hohes Investitionsinteresse der Industrie gibt. Die Projektrealisierung hängt jedoch maßgeblich von der Wettbewerbsfähigkeit ab, die wir in den kommenden Abschnitten betrachten.

2.2 Woher kommt grüner Wasserstoff in Zukunft und was kostet er?

Hier beleuchten wir *grünen* Wasserstoff. Ein Vergleich der Kosten und Wettbewerbsfähigkeit mit *grauem* und *blauem* Wasserstoff folgt in Kapitel 2.4 und 2.5.

Zusammenfassung. Bis mindestens 2025, vorrausichtlich auch bis 2030, wird die inländische stromnetzgebundene Wasserstoffproduktion den größten Beitrag zu den in Deutschland verfügbaren Wasserstoffmengen leisten. Die Kosten dieser Lieferkette sind durch gestiegene Strompreise seit der Krise erhöht, könnten aber bereits bis 2030 sinken. Um 2030 könnten schrittweise auch substantielle Mengen von grünem Wasserstoffimporten via Schiff und Pipeline realisiert werden. Insbesondere Pipelineimporte haben das Potenzial, die Kosten für die Bereitstellung grünen Wasserstoffs zu senken, jedoch bleiben die Kostenabschätzungen unsicher und die Bildung eines Wasserstoffpreises komplex.

Komplexität. Die Frage nach den zukünftigen Kosten für grünen Wasserstoff ist ebenso relevant wie komplex und Gegenstand vieler laufender Forschungsarbeiten. Es gibt eine große Bandbreite verschiedener Lieferketten, die mit sehr unterschiedlichen zeitlichen Perspektiven und Kosten einhergehen. Die drei wichtigsten Lieferketten für Deutschland sind in Tabelle 1 beschrieben und Kostenabschätzungen in Abbildung 3 dargestellt. Viele der potenziellen Entwicklungen sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Fokus dieser Analyse. Für die Analyse der Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff (Abschnitt 2.3.-2.5) fokussieren wir uns auf den Fall der verbrauchsnahe, stromnetzgebundenen Elektrolyse in Deutschland (Details in untenstehender Box 1). Diese Lieferkette existiert bereits in Pilotprojekten, wird in den nächsten Jahren wahrscheinlich stark wachsen und in vielen Anwendungsfällen voraussichtlich auch mittel- bis langfristig preissetzend sein.

Tabelle 1: Drei Lieferketten für Wasserstoff nach Deutschland, sowie aktuelle Abschätzungen über deren Verfügbarkeit und Kosten.

1) Stromnetzgebundene Elektrolyse in Deutschland (Fokus dieser Analyse, Details siehe Box 1)
<p>Verfügbarkeit. Elektrolyse-Projekte, die ihren Strom aus dem deutschen Stromnetz beziehen, werden bereits heute in kleinem Maßstab realisiert. Insbesondere in den nächsten Jahren werden solche Projekte einen großen Beitrag zu den in Deutschland verfügbaren Wasserstoffmengen leisten. Auch nach 2030 werden substantielle Wasserstoffmengen netzgebunden in Deutschland erzeugt werden, allein schon um im Stromsektor saisonale Überschüsse und Lücken erneuerbaren Stroms auszugleichen.</p> <p>Definition grüner Wasserstoff. Wir verwenden hier eine vergleichsweise weite Definition von grünem Wasserstoff. Mit unserer Projektspezifikation liegt der Anteil von erneuerbarem Strom im Strommix des Elektrolyseurs in 2025 bei etwa 80 % und in 2030 bei deutlich über 90 %. Dies ist kompatibel mit der aktuellen, impliziten Definition von grünem Wasserstoff der Bundesregierung (BMWK, 2021). Die von der EU-Kommission vorgeschlagenen Kriterien (European Commission, 2022b) zur Zusätzlichkeit von Anlagen erneuerbaren Stroms und deren zeitlicher und räumlicher Korrelation mit dem Betrieb der Elektrolyse gehen allerdings über unsere Spezifikation hinaus. Entweder geht für einen Teil des gemäß unserer Spezifikation produzierten Wasserstoffs die grüne Produkteigenschaft verloren, oder aber die Stromkosten erhöhen sich, um die EU-Kriterien zu erfüllen (Ruhnau and Schiele, 2022).</p>
<p>Kosten. Hier diskutieren wir die Kosten allgemein. Die Details der Parametrisierung für diese Analyse stehen in Box 1 (unten). Die Stromkosten sind der größte Kostenblock. Die durch die Krise erhöhten Strompreise der kommenden Jahre übersetzen sich in hohe Wasserstoffgestehungskosten, auch wenn durch flexiblen Betrieb der Elektrolyse die spezifischen Strompreise für Wasserstoff reduziert werden können. Wann die Strompreise wieder sinken ist unsicher und abhängig vom Abklingen der Energiekrise und von der Ausbaugeschwindigkeit (bzw. Knappheit) der Erzeugungskapazitäten erneuerbaren Stroms. Wir schätzen diese kurz- und mittelfristige Entwicklung anhand von Preisen auf Terminmärkten ab.</p> <p>Staatliche Strompreisbestandteile. Die momentane Rechtslage ermöglicht Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion mindestens zu Zwecken der Rückverstromung eine Netzentgeltbefreiung bis 2027 (vgl. §118 Abs. 6 EnWG). Entsprechend unterscheiden wir für den Strombezug der Elektrolyse im gesamten Papier zwei Fälle: <i>Mit</i> und <i>ohne</i> Netzentgelte (~30 €/MWh). Zudem bestehen in der aktuellen Gesetzgebung Ausnahmen staatlich veranlasster Preisbestandteile für die Wasserstoffproduktion (Fuel Cells and Hydrogen Observatory, 2021). In Deutschland ist der Strombezug für die Elektrolyse vollständig von der Stromsteuer nach §9a Abs.1 Nr.1 StromStG befreit.</p> <p>Verteilungskosten. Kosten für die Verteilung von Wasserstoff sind hier vernachlässigt. Je nach Anwendungsfall können diese jedoch substantiell sein, insbesondere vor ~2030 und für die Verteilung hin zu Tankstellen (d.h. Anwendungen im Straßenverkehr). Für Wasserstoffanwendungen in der Industrie, die hier implizit im Fokus stehen, wird die Elektrolyse hingegen teilweise verbrauchsnahe stehen oder über erste regionale Wasserstoffpipelines verteilt werden können.</p> <p>Versorgungssicherheit. Auch berücksichtigen wir hier keine zusätzlichen Kosten, die eventuell nötig sind, um die Versorgungssicherheit der Wasserstoffanwendung zu gewährleisten. Falls die Elektrolyse nicht durchgehend läuft, bedarf es eines Pufferspeichers für die kontinuierliche Wasserstoffbereitstellung. Alternativ kann die Elektrolyse durchgehend laufen oder ein (fossiler) Energieträger bzw. Grundstoff (grauer oder blauer Wasserstoff oder Erdgas) wird als Backup verwendet. In diesen alternativen Fällen droht die Wasserstoffanwendung jedoch ihre grüne Produkteigenschaft zu verlieren.</p>

2) Importe von Wasserstoff via Schiff

Verfügbarkeit. Derzeit wird Ammoniak oft als der vielversprechendste Transportvektor für Wasserstoff angesehen (Guidehouse, 2022; IRENA, 2022; Staiß et al., 2022). Während fossiler Ammoniak schon heute verschifft wird, sind industrielle Ammoniak-Cracker das Nadelöhr für die Wasserstoffrückgewinnung und -nutzung. Studien rechnen mit der Verfügbarkeit erster Cracker um 2026 (Rotterdam) oder 2028 (Wilhelmshaven). Die direkte Nutzung von importiertem Ammoniak (z.B. für die Düngemittelproduktion) bedarf keiner Cracker und ist somit schon früher möglich.

Zwei weitere Optionen, die nach ~2030 zunehmend verfügbar sein können, sind Schiffstransporte von Flüssigwasserstoff oder mit Hilfe von organischen Carrier-Molekülen (*Liquid organic hydrogen carriers*, LOHC).

Kosten. Aufgrund höherer Umwandlungs- und Transportkosten (ca. 20 bis 40 €/MWh_{H2}) sind Schiffsimporte teurer als Pipelineimporte aus Nahost und Nordafrika oder der EU. Die abgeschätzten Kostenbandbreiten in der Literatur sind sehr groß (Abbildung 3). In den meisten Abschätzungen sind die Kosten für die Ammoniak-Cracker-Lieferkette der am wenigsten kostenintensive Schiffsimport.

3) Importe von Wasserstoff via Pipeline

Verfügbarkeit. Die meisten wissenschaftlichen Studien gehen davon aus, dass erst nach 2030 schrittweise Pipelineimporte nach Deutschland realisierbar sein werden (z.B. SCI4climate.NRW, 2021a; Staiß et al., 2022). Gleichzeitig setzt sich eine Gruppe von europäischen Gasnetzbetreibern für den Aufbau eines europäischen Transportnetzes für Wasserstoff ein („European Hydrogen Backbone“), das bereits für 2030 sechs Importkorridore für Pipelines nach Deutschland anvisiert.

Kosten. Die Transportkosten liegen in der Größenordnung von ~10 €/MWh_{H2} für neue Pipelines und ~5 €/MWh_{H2} für umgewidmete Pipelines (jeweils pro 1000 km, ~1 m Durchmesser) und sind damit deutlich niedriger als die Kosten von Importen per Schiff. Somit könnte mit Pipelineimporten von Standorten mit guten und großen Potenzialen erneuerbarer Energie (z.B. Südspanien oder Marokko) die langfristig günstigste Versorgung mit Wasserstoff realisiert werden.

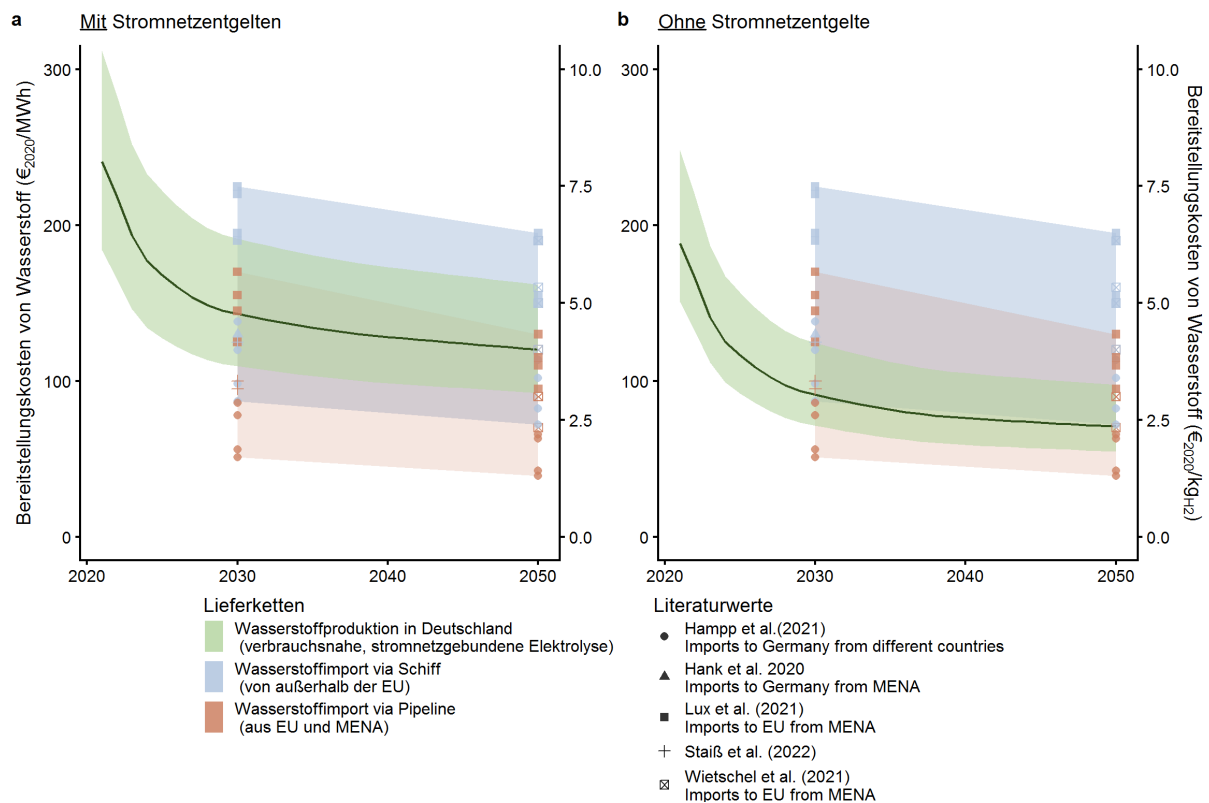


Abbildung 3: Bereitstellungskosten von Wasserstoff (keine Wasserstoffpreise, ohne Verteilungskosten), d.h. spezifische Vollkosten (Levelised Cost of Hydrogen, LCOH) pro MWh Wasserstoff für verschiedene Lieferketten. Die Parametrisierung der Kosten für die Wasserstoffproduktion in Deutschland erfolgte auf Basis von George et al. (2022), mit einer Aktualisierung der Energieträgerpreise seit der Energiekrise (siehe Abbildung 1 und Box 1). Die kurzfristig sehr hohen Strompreise der Krise wirken sich im Lebenszyklus der Technologie gedämpft auf die Investitionsentscheidung aus, da auch zukünftige Preisreduktionen der Energieträger in den Bereitstellungskosten von Wasserstoff berücksichtigt werden (diskontiert über die Lebenszeit des Elektrolyseurs). Die Korridore für die Importkosten wurden mit Hilfe aus Fachliteratur abgeleitet (Hampf et al., 2021; Hank et al., 2020; Lux et al., 2021; Staiß et al., 2022; Wietschel et al., 2021). Quelle: Eigene Darstellung.

Kosten vs. Preise. Für Investitionsentscheidungen im Wettbewerb der Energieträger und Vermeidungsoptionen sind *Wasserstoffpreise*, nicht *Kosten*, entscheidend. Die Übersetzung von Kostenbandbreiten verschiedener Lieferketten in Marktpreise erhöht die Komplexität und Unsicherheit zusätzlich. Preise hängen von den über die verschiedenen Lieferwege realisierbaren Mengen (Angebotskurve) und den Zahlungsbereitschaften potenzieller Wasserstoffanwendungen (Nachfragekurve) ab. Wasserstoffpreise werden bei vollständigem Wettbewerb durch die Grenzkosten der letzten nachgefragten Produkteinheit gesetzt und sind somit höher als die günstigsten oder durchschnittlichen Bereitstellungskosten von Wasserstoff (Wietschel et al., 2021). Bei Angebotsknappheit werden Preise von potenziell hohen Zahlungsbereitschaften für die Versorgungssicherheit bestimmt, die ein Vielfaches der durchschnittlichen Bereitstellungskosten sein können, wie derzeit im Gas-

und Strommarkt zu beobachten ist. Zudem werden Preise kurz- bis mittelfristig auch von Förderinstrumenten und Regulierung bestimmt.

Marktentstehung. Bis 2030 werden erste Wasserstoffpreise voraussichtlich vorwiegend in bilateralen Lieferverträgen vereinbart. Dadurch können die Preise sehr unterschiedlich ausfallen, da sie stark von der jeweiligen Lieferkette, dem Anwendungsfall und von spezifischen Fördermaßnahmen abhängen. Der Wasserstoffhochlauf beginnt fragmentiert und ist zunehmend mit dem Infrastrukturaufbau verknüpft. Schrittweise kann sich ein überregionaler und zunehmend liquider Großhandel herausbilden. Dafür müssen Wasserstoffinfrastrukturen wachsen und miteinander verbunden werden, wobei sich einige europäische Häfen zu möglichen Hubs eines europäischen Wasserstoffnetzes entwickeln können. Auch hier bedarf es eines koordinierten Vorgehens der europäischen Mitgliedstaaten, die sich zunächst auf eine gemeinsame Vision des Wasserstoffmarkthochlaufs verständigen sollten. Da Transport- und Verteilungskosten in vielen Lieferketten substantiell sind, und die Wasserstofferzeugungspotenziale und -nachfragen regional sehr unterschiedlich sein können, kann es auch langfristig regional unterschiedliche Preise geben.

Wirkung von Importen. Schiffs- und Pipelineimporte von Wasserstoff⁶ nach Deutschland werden sich voraussichtlich erst nach 2030 schrittweise hin zu substantiellen Mengen entfalten (SCI4climate.NRW, 2021a; Staiß et al., 2022). Insbesondere Importe per Pipeline haben langfristig das Potenzial, die Durchschnittskosten und möglicherweise auch die Wasserstoffpreise im Vergleich zur netzgebundenen Produktion in Deutschland zu senken. Für Wasserstoffimporte via Schiff werden derzeit hohe Kosten prognostiziert, sodass deren langfristige Rolle insbesondere davon abhängt, ob sich für die alternativen kostengünstigeren Lieferketten Engpässe ergeben wie beispielsweise Land- und Akzeptanzbeschränkungen in der EU oder Hemmnisse beim Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes.

⁶ Hier ist die direkte Nutzung von Wasserstoff gemeint. Für Ammoniakimporte und deren direkte Nutzung als Ammoniak werden schon in 2030 substantielle Mengen antizipiert.

Box 1: Fokus dieser Analyse.

Stromnetzgebundene Wasserstoffproduktion in Deutschland

Investorinnenperspektive. Wir nehmen die Perspektive einer Investorin ein, die auf Basis von spezifischen diskontierten Vollkosten (€/MWh_{H2} bzw. €/kg_{H2}) entscheidet, ob in eine große Elektrolyseanlage investiert werden soll. Alle Wasserstofftechnologien sollen verbrauchsnahe installiert werden, um die Bereitstellung am Standort der Wasserstoffnachfrage zu ermöglichen und vernachlässigen daher Wasserstoff-Verteilungskosten. Aufgrund begrenzter Flächenverfügbarkeit wird der erneuerbare Strom für die Wasserstofferzeugung nicht (vollständig) vor Ort erzeugt, sondern (vorwiegend) aus dem Stromnetz bezogen. Erdgas wird vollständig über das Gasnetz geliefert. Es wird unterstellt, dass die Netzanschlüsse für Strom und Erdgas bereits vorhanden sind.

In den folgenden Kapiteln gehen wir dabei verschiedene Anwendungsfälle durch:

- a) Abschnitt 2.3 untersucht die Umstellung einer Anwendung von **Erdgas** auf grünen Wasserstoff. Dies kann zum Beispiel für die Wärmeversorgung an einem energieintensiven Industriestandort oder die Stromversorgung mit einem Gaskraftwerk zutreffen.
- b) Abschnitt 2.4 untersucht die Substitution von **grauem Wasserstoff** (via konventioneller Dampfreformierung) durch grünen Wasserstoff, z.B. für die Ammoniakproduktion.
- c) In Abschnitt 2.5 wird analysiert, inwiefern **blauer Wasserstoff** aus Kostenperspektive eine emissionsarme Alternative zu grünem Wasserstoff sein kann.

Methode. Wir berechnen die diskontierten spezifischen Wasserstoffbereitstellungskosten (Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)) für jährliche Investitionsentscheidungen zwischen 2020 und 2050 unter Berücksichtigung aller abgezinsten Ausgaben, insbesondere für die eingesetzten Energieträger über die Lebensdauer der Technologie (George et al., 2022). Zur Vergleichbarkeit werden auch für a) Erdgas, b) grauen Wasserstoff und c) blauen Wasserstoff diskontierte, spezifische Bereitstellungskosten für die Zukunft berechnet.⁷ Die kurzfristig sehr hohen Erdgas- und Strompreise der Krise wirken sich entsprechend im Lebenszyklus der Technologie gedämpft auf die Investitionsentscheidung aus, da auch zukünftige Preisreduktionen der Energieträger in den Bereitstellungskosten berücksichtigt werden.

Energiepreisentwicklung. Wir nehmen hier an, dass sich die Strompreise bis 2025 gemäß der aktuellen Preis-Futures (vom 5. August 2022) entwickeln und anschließend bis 2030 gemäß dem Langfristszenario „TN-Strom“ sinken (Fraunhofer ISI et al., 2021). Diese Entwicklung ist jedoch unsicher und insbesondere abhängig vom Abklingen der Energiekrise und von der Ausbaugeschwindigkeit (bzw. Knappheit) der Erzeugungskapazitäten erneuerbaren Stroms. Die Entwicklung der Großhandelspreise von Erdgas berücksichtigen wir entsprechend den aktuellen Preis-Futures von August 2022 bis zum Jahr 2031 (Stand: 3. August 2022). Das Preisniveau für spätere Jahre halten wir konstant.

⁷ Die Abweichung der Erdgaskosten in Abbildung 4 ergibt sich insbesondere durch die Diskontierung der Erdgaspreise aus Abbildung 1.

Flexibilität. Wir nehmen zudem an, dass die Elektrolyse flexibel läuft und vor allem in Stunden mit niedrigen Strompreisen produziert. Der spezifische Strompreis für die Wasserstoffproduktion kann so im Vergleich zum durchschnittlichen Großhandelspreis deutlich (bis zu 50 %) reduziert werden. Allerdings gibt es eine Reihe von anderen potenziell flexiblen Stromverbrauchern sowie andere Elektrolyseure, sodass es mittel- und langfristig mehr Wettbewerb in niedrigen Strompreisstunden geben wird. Die Flexibilität und Konkurrenz von Sektorenkopplungstechnologien könnte die Preise in Stunden mit hohen Anteilen erneuerbaren Stroms wieder steigen lassen (Bernath et al., 2021; Ruhnau, 2022).

Regulierung. Neben den Preisen für Strom und Erdgas beeinflussen staatlich veranlasste Preisbestandteile wie Netzentgelte und Steuern die Verbraucherpreise. Die Preisbestandteile ergeben sich abhängig von der Verwendungsart und Kundengröße. Steuern werden nach aktueller Gesetzeslage berücksichtigt: die Elektrolyse ist von der Stromsteuer (§9a Abs.1 Nr.1 StromStG) sowie die fossile Wasserstoffproduktion von der Energiesteuer (§51 Abs. 1 Nr. 1 c) EnergieStG) vollständig befreit; Erdgas ohne spezifischen Verwendungszweck enthält den Regelsatz der Energiesteuer.

Stromnetzentgelte. Um den Einfluss der Stromnetzentgelte abzubilden, unterscheiden wir im gesamten Papier zwei Fälle: Strompreise mit und ohne Netzentgelte für die Elektrolyse. Für 2020 berücksichtigen wir die 10 % der günstigsten mittleren Netzentgelte (Strom: 16,7 €/MWh, Erdgas: 1,5 €/MWh) nach Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2021) und schreiben deren zukünftige Entwicklung nach George et al. (2022) fort.⁸ Die resultierenden Netzentgelte in 2050 belaufen sich für Strom auf 34,6 €/MWh (bzw. 31,6 und 37,5 €/MWh als unterer und oberer Wert) und für Erdgas auf 3,7 €/MWh (bzw. 1,3 und 6,1 €/MWh als unterer und oberer Wert). Die Konzessionsabgaben sind für Strom und Erdgas aus 2020 konstant für die Zukunft fortgeschrieben.

Investitionskosten. Die spezifischen Technologieinvestitionen und deren erwartete zukünftige Reduktion durch steigende globale Installationskapazitäten aufgrund von Erfahrungs- und Lerneffekten übernehmen wir aus George et al. (2022) für den Fall der optimistischsten Lernraten der Technologiekomponenten. Wir unterstellen eine Lebensdauer von 25 Jahren für alle Technologien und einen Zinssatz von 7 %. Weitere nachfrageseitige Kosten der Umstellung auf Wasserstoff werden vernachlässigt.

Unsicherheiten. Wir variieren die Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung, um Unsicherheiten abzubilden. Ein mittleres Szenario (durchgezogene Linien in Abbildungen 3-6) beschreibt eine ausgewogene Kombination an Parametern für die diskontierten Bereitstellungskosten der jeweiligen Alternativen. Die Unsicherheitsbandbreiten entstehen durch vorteilhafte Parameterkonstellationen entweder für grünen Wasserstoff oder für die fossile Alternative.

⁸ Die Netzentgelte für Strom berücksichtigen als deutschlandweite Mittelwerte das Verhältnis aus Anschlussleistung und Arbeit für industrielle Musterverbraucher.

2.3 Wird grüner Wasserstoff durch die Krise wettbewerbsfähig mit Erdgas?

Zusammenfassung. Die Konkurrenz zu Erdgas bleibt für grünen Wasserstoff trotz der Energiekrise eine Herausforderung. Zwar reduziert sich die Kostenlücke zu Erdgas durch die kurzfristig (und gemäß der Terminmärkte auch langfristig) erhöhten Erdgaspreise, jedoch werden die CO₂-Preise voraussichtlich erst nach 2030 hoch genug sein, um Kostenparität und Wettbewerbsfähigkeit zu schaffen.

Wettbewerbsfähigkeit. Trotz Berücksichtigung eines langfristig erhöhten Niveaus der Großhandelspreise für Erdgas⁹ ist eine Investition in grüne Wasserstoffanwendungen, die mit Erdgas konkurrieren, nicht ohne weitere staatliche Maßnahmen wirtschaftlich. Die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff liegen deutlich über den abgezinsten Verbraucherpreisen (inkl. Netzentgelten und Energiesteuer) für Erdgas (Abbildung 4, links). Falls die Erdgaspreise nach 2030 unter die aktuellen Future-Preise sinken, steigt die Kostenlücke und entsprechend höhere CO₂ Preise werden erforderlich.

Anwendungen. Wasserstoff konkurriert nicht nur mit Erdgas, sondern auch mit der direkten Nutzung von Strom. Letztere ist für viele Anwendungen günstiger, effizienter und bereits verfügbar (Ueckerdt et al., 2021). Die Konkurrenz von Wasserstoff und Erdgas ist somit vor allem für solche Anwendungen relevant, bei denen eine direkte Elektrifizierung auf Grenzen stößt. Dies sind insbesondere die Produktion einiger Grundstoffe wie Glas oder Primärstahl via Direktreduktion¹⁰ und der Energiebedarf für die regelbare Stromerzeugung in einem zunehmend von Wind- und Solarstrom dominierten Stromsystem. Grüner Wasserstoff kann auch für die Ammoniaksynthese verwendet werden; er konkurriert hier dann jedoch nicht mit Erdgas, sondern mit erdgasbasiertem grauem Wasserstoff (Kapitel 2.4).

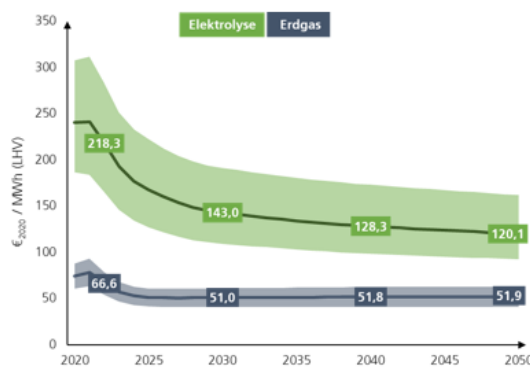
Erforderliche CO₂-Preise. Die mittleren diskontierten CO₂-Preise („CO₂-Switch-Preise“), die über die Lebensdauer der Investition erforderlich wären, um die Kostenlücke zwischen emissionsintensivem Erdgas und grünem Wasserstoff zu überbrücken (Abbildung 4, rechts), liegen aktuell bei etwa 800 €/tCO₂ mit Stromnetzentgelten und 500 €/tCO₂

⁹ Die Erdgaspreis-Futures nähern sich nach 2025 einem Niveau, das um etwa einen Faktor 2-3 im Vergleich zum Vorkrisenniveau erhöht bleibt (siehe auch Abbildung 1). Das Preisniveau für Erdgas ist mit den Preis-Futures für das Jahr 2030 konstant bis 2050 fortgeschrieben.

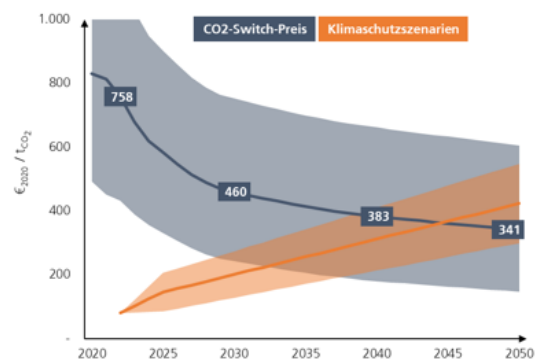
¹⁰ Während Primärstahl heute mit Kokskohle erzeugt wird, konkurrieren Wasserstoff und Erdgas bei einer Umstellung auf ein Direktreduktionsverfahren.

ohne Stromnetzentgelte. Die für Kostenparität erforderlichen CO₂-Preise sinken im zeitlichen Verlauf, da die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff günstiger werden. Wenn die CO₂-Preise gemäß den Zielen des Fit-for-55-Vorschlages steigen (orangener Korridor entsprechend Pietzcker et al., (2021))¹¹, könnte die netzentgeltbefreite Elektrolyse in 2030 bei einem CO₂ Preis von 200 €/tCO₂ kostenkompetitiv werden. Mit Blick auf die aktuellen CO₂-Preise im EU-ETS erscheint kurzfristig eine operative Förderung oder Regulierung von grünem Wasserstoff, beispielsweise mit Quoten, bei Anwendungen notwendig, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist.

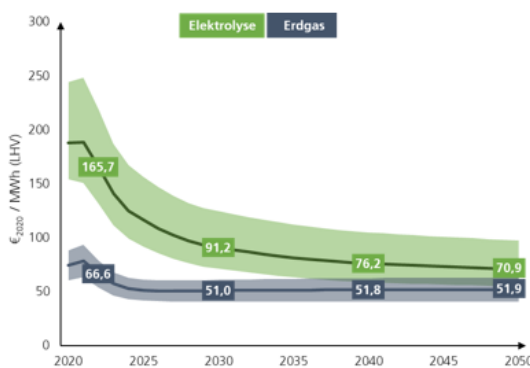
Kosten mit Stromnetzentgelten



CO₂-Switch-Preise mit Stromnetzentgelten



Kosten ohne Stromnetzentgelte



CO₂-Switch-Preise ohne Stromnetzentgelte

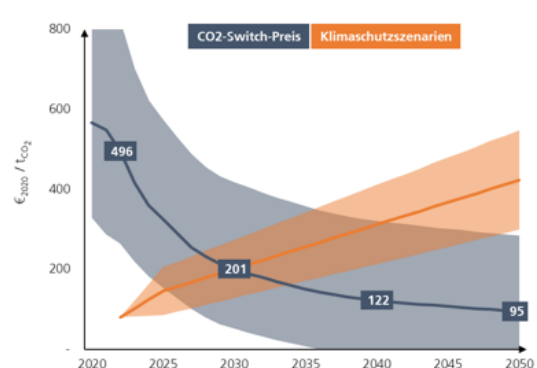


Abbildung 4: Diskontierte Bereitstellungskosten (links) von grünem Wasserstoff und Erdgaspreise für energieintensive Industrien mit Unsicherheitskorridoren sowie mittlere diskontierte CO₂-Preise (rechts), die für Kostenparität benötigt wären, im Vergleich mit CO₂-Preispfaden in Klimaschutzenszenarien (Pietzcker et al., 2021). Kostenanalysen jeweils mit Stromnetzentgelten (oben) und ohne Stromnetzentgelte (unten). Die Erdgaspreise sind diskontiert und enthalten neben den Future-Preisen Netzentgelte und die Energiesteuer. Auch die Stromkosten des Elektrolyseurs sind über dessen Lebenszeit diskontiert. Die kurzfristig sehr hohen Erdgas- und Strompreise der Krise wirken sich entsprechend im Lebenszyklus der Technologie gedämpft auf die Investitionsentscheidung aus, da auch zukünftige Preisreduktionen der Energieträger in den Bereitstellungskosten berücksichtigt werden. Quelle: Eigene Darstellung.

¹¹ Diese Preise berücksichtigen die Energiekrise noch nicht (Pietzcker et al., 2021). Mit den gestiegenen Erdgaspreisen können CO₂-Preise niedriger ausfallen, was die Wettbewerbslücke von grünem Wasserstoff erhöht.

Netzentgeltbefreiung. Neben den Marktpreisen für den Strombezug sind auch die Stromnetzentgelte relevante Kostentreiber für die grüne Wasserstoffproduktion. In unserem Beispiel macht eine Netzentgeltbefreiung die Elektrolyse etwa 15 Jahre früher wettbewerbsfähig (Abbildung 4). Die nicht von den Wasserstoffproduzenten getragenen Netzkosten würden so jedoch auf andere Stromverbraucher umgelegt werden. In Abhängigkeit von der Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren entspräche diese Maßnahme einer indirekten Subvention.

Fossile Backups. Die Elektrolyse läuft in dieser Rechnung flexibel, um die Stromkosten zu reduzieren. Damit ist sie nur 50 % ausgelastet, sodass, je nach Anwendung, eine fossile Backup-Versorgung oder Wasserstoffspeicher benötigt werden, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Kosten für Speicher sind in der Rechnung nicht berücksichtigt, sodass die Ergebnisse für Anwendungen und Projekte gelten, die selbst eine fossile Backup-Versorgung vorhalten, beispielsweise via grauem Wasserstoff bei der Ammoniakproduktion oder Erdgas bei der industriellen Wärmeerzeugung.

Gestiegene Gesamtkosten. Da viele Backup-Optionen letztlich auf Erdgas basieren, haben die gestiegenen Preise einen substanziellen Effekt auf die Gesamtkosten des Wasserstoffeinsatzes. Dass sich die relative Position von grünem Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern durch die hohen Erdgaspreise verbessert hat, beschleunigt die Umsetzung von Wasserstoffprojekten nicht automatisch. Gegenüber den Kalkulationen im letzten Jahr sind sowohl der Strombezug als auch die fossilen Backups sehr viel teurer geworden – und damit auch die Kosten des Wasserstoffeinsatzes insgesamt. Die Unternehmen werden nun genau prüfen, ob eine wirtschaftliche Umsetzung in Deutschland und Europa vor dem Hintergrund der Energiepreise darstellbar ist, oder ob zumindest kurzfristig eher Projekte in Regionen mit niedrigeren Energiekosten vorangetrieben werden. Dieser Aspekt wird im nächsten Knackpunkt vertieft.

2.4 Wird Ammoniak der erste Business Case für grünen Wasserstoff?

Zusammenfassung. Einer der wichtigsten ersten Einsatzbereiche für Wasserstoff ist die Ammoniakproduktion. Grüner Wasserstoff könnte hier gegenüber in Deutschland produziertem grauem Wasserstoff bereits um 2030 die kostengünstigere Alternative werden (mit CO₂-Bepreisung). Das gilt jedoch zunächst nur aufgrund der hohen Erdgaspreise in Deutschland und der EU. Importe von *fossilem* Ammoniak via Schiff bleiben deutlich günstiger als Ammoniak aus heimisch produziertem grünem Wasserstoff. Aus techno-ökonomischer Perspektive läuft es mittelfristig auf einen Wettbewerb von Ammoniakimporten hinaus, der im Ausland entweder aus (vergleichsweise günstigem) Erdgas oder grünem Wasserstoff produziert wird.

Hintergrund. Gegenwärtig wird Wasserstoff vorrangig in der Herstellung von Ammoniak eingesetzt. In der EU und in Deutschland wird dieser Wasserstoff hauptsächlich aus Erdgas gewonnen. Die CO₂-intensive Dampfreformierung setzt somit den aktuellen Kostenbenchmark für die innereuropäische Herstellung. Für den Kostenvergleich von grünem zu fossilem Wasserstoff berechnen wir im Folgenden die Gestehungskosten pro kg Wasserstoff (€/kg_{H₂}) sowie benötigte CO₂-Preispfade zur Kostenparität mit der grünen Alternative.

Vergleich zum Erdgasfall. Die Wettbewerbslücke und erforderlichen CO₂-Preise sind bei der Konkurrenz mit grauem Wasserstoff im Vergleich zum Erdgasfall (Abschnitt 2.3) reduziert, sodass grüner Wasserstoff hier eine bessere Wettbewerbsfähigkeit aufweist (Abbildung 5). Dies liegt an den zusätzlichen Kosten der Umwandlung von Erdgas zu grauem Wasserstoff sowie den damit verbundenen Effizienzverlusten von etwa 25 %. Dadurch ist grauer Wasserstoff, bezogen auf den Energiegehalt, teurer und emissionsintensiver als Erdgas. Der grüne Wasserstoff hat bei der Ammoniakproduktion somit eine kleinere Wettbewerbslücke auszugleichen als bei Anwendungen, die Erdgas direkt verwenden.

Wettbewerbsfähigkeit. Bei einer Befreiung der Elektrolyse von den Netzentgelten könnte bereits ab 2025 eine marktbasierende Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff für die Ammoniakproduktion entstehen. Falls die Elektrolyse Stromnetzentgelte zahlt, verschlechtert sich der Business Case deutlich und es sind bis 2040 CO₂-Preise von über 200

€/tCO₂ erforderlich, um marktbasierete Kostenparität zwischen grünem und grauem Wasserstoff zu erreichen. Mit der angestrebten Gleichstellung der Elektrolyse mit der Dampfreformierung in Bezug auf die kostenlosen Zuteilungen der EU-ETS Zertifikate in 2026 (European Commission, 2021) könnte mit der innereuropäischen Ammoniakproduktion ein erster Markt für grünen Wasserstoff vor 2030 entstehen.

Importierter fossiler Ammoniak. Allerdings wird in Deutschland produzierter grüner Ammoniak auch mit importiertem fossilem Ammoniak konkurrieren. Diese Importe via Schiff können bereits in den nächsten Jahren zunehmend dominieren, wie aktuelle Entwicklungen erahnen lassen (Stiewe et al., 2022). Fossile Ammoniakimporte können günstiger sein als die Produktion via heimisch produziertem grünem oder grauem Wasserstoff. Dies gilt auch, falls importierter fossiler Ammoniak als Teil des EU-CO₂-Grenzausgleichs (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM) für die importierten Emissionen einen CO₂-Preis zahlen muss. Grund dafür sind die vergleichsweise niedrigen Erdgaspreise außerhalb der EU, die heute bereits niedriger sind und nach 2025 auf europäisches Vorkrisenniveau sinken könnten (wie es sich zum Beispiel in den US-Erdgas-Futures abzeichnet).

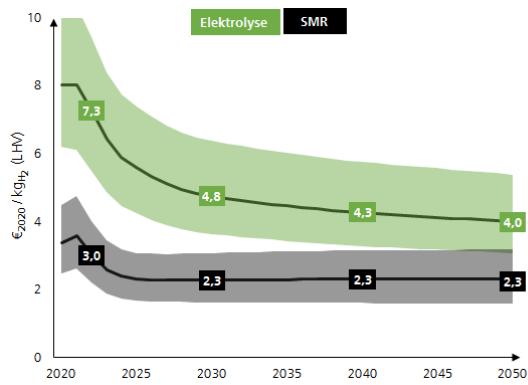
Importierter grüner Ammoniak. Da Ammoniak bereits heute zu vergleichsweise niedrigen Kosten via Schiff transportiert werden kann, wird dies voraussichtlich der erste Importvektor für grünen Wasserstoff (für die direkte Nutzung als Ammoniak). Existierende LNG-Terminals können nach ersten Einschätzungen zu Kosten in Höhe von 11 bis 20 % der ursprünglichen Investitionen auf Ammoniak umgerüstet werden (Ghasemi and Iizuka, 2020), wenn in den kommenden Jahren mit sinkender Erdgasnachfrage weniger Erdgasimportkapazitäten benötigt werden. Aus techno-ökonomischer Perspektive läuft es mittelfristig auf einen Wettbewerb von Ammoniakimporten hinaus, der im Ausland entweder aus (vergleichsweise günstigem) Erdgas oder grünem Wasserstoff produziert wird. Diese Lieferketten können die hohen Erdgaskosten bzw. die hohen Preise für erneuerbaren Strom in Deutschland und der EU umgehen. Diese Konkurrenz wurde in dieser Publikation nicht weiter analysiert, jedoch hat grüner Wasserstoff hier grundsätzlich dieselben Wettbewerbsvorteile im Vergleich zum Erdgasfall (siehe oben).

Implikationen. Eine mögliche Förderung der Betriebskosten für grüne Ammoniakproduktion innerhalb von Deutschland oder der EU (z.B. mit Klimaschutzverträgen) könnte mit Blick auf die innereuropäische Wirtschaftlichkeit nach 2030 auslaufen, insbesondere

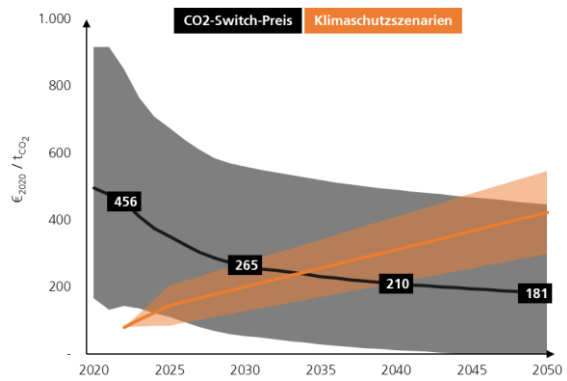
wenn die Elektrolyse keine Netzentgelte zahlt. Importe von grauem und grünem Ammoniak verändern die Situation jedoch. Diese Aspekte sollten bei der Ausgestaltung und Verzahnung von Politikinstrumenten wie Klimaschutzverträgen, dem Förderprojekt H2Global und dem CO₂-Grenzausgleich Berücksichtigung finden.

Zukünftige grüne Wertschöpfungsketten. Was sich für Ammoniak schon vor 2030 abzeichnet, gilt mittel- bis langfristig auch für andere energieintensive Grundstoffe und Güter, deren nachhaltige Produktion grünen Wasserstoff benötigt (z.B. Stahl, Basischemikalien und E-Fuels). Es drängt sich die Frage einer Import- und Handelsstrategie auf, die Klima und Industriepolitik integriert. Das außereuropäische Ausland bietet in vielen Ländern bessere Potenziale für erneuerbare Energien und daher auch niedrigere Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff. Aufgrund der Herausforderungen des Wasserstofftransports und des hohen Energiebedarfs weiterer Produktionsschritte ist jedoch weniger der Import von Wasserstoff selbst, sondern vielmehr der Import von aus Wasserstoff produzierten Gütern ökonomisch attraktiv („Renewables pull“, SCI4climate.NRW 2021a). Gerade Ammoniak, der schon heute weltweit (mit grauem Wasserstoff) produziert und international gehandelt wird, hat großes Potenzial, das erste grün hergestellte energieintensive Gut zu werden, das großskalig gehandelt und nach Deutschland importiert wird. Allerdings ergeben sich hieraus auch mögliche Schwierigkeiten durch die Abwanderung von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung, ggf. auch in den nachgelagerten Teilen der Produktionsketten, mögliche geopolitische Abhängigkeiten und die Frage nach Erhalt verlässlicher Lieferketten — letzteres insbesondere beim Ammoniak, der als Vorprodukt von Düngemitteln eine zentrale Rolle in der derzeitigen Landwirtschaft spielt.

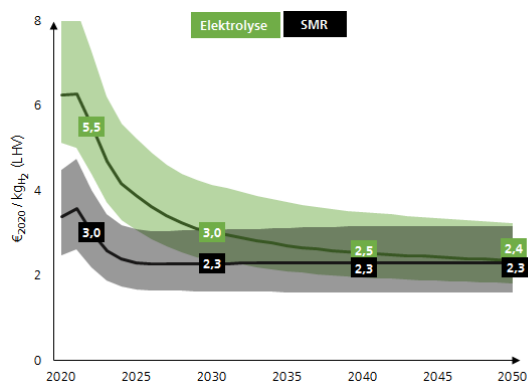
Kosten mit Stromnetzentgelten



CO₂-Switch-Preise mit Stromnetzentgelten



Kosten ohne Stromnetzentgelte



CO₂-Switch-Preise ohne Stromnetzentgelte

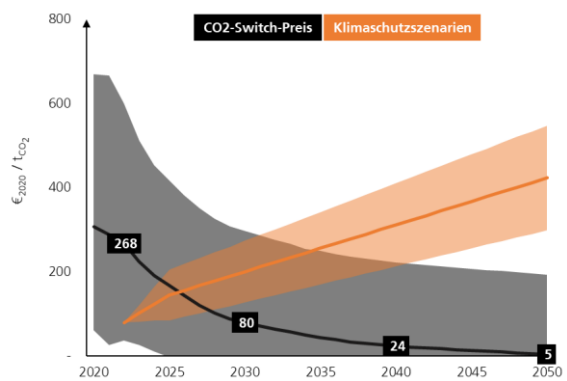


Abbildung 5: Diskontierte Bereitstellungskosten (links) von grünem und grauem Wasserstoff mit Unsicherheitskorridoren sowie mittlere diskontierte CO₂-Preise (rechts), die für Kostenparität benötigt wären, im Vergleich mit CO₂-Preispfaden in Klimaschutzszenarien (Pietzcker et al., 2021). Kostenanalysen jeweils mit Stromnetzentgelten (oben) und ohne Stromnetzentgelte (unten). Quelle: Eigene Darstellung.

2.5 Wackelt die blaue Wasserstoffbrücke¹² durch die Krise?

Zusammenfassung. Mit den hohen Erdgaspreisen sind die Bereitstellungskosten für blauen Wasserstoff stark gestiegen und liegen in den nächsten Jahren nah an denen von grünem Wasserstoff.¹³ Die Wettbewerbsfähigkeit von blauem Wasserstoff ist zudem stark von regulatorischen Entscheidungen abhängig. Hinzu kommen Unsicherheiten im Hinblick auf die Größe und Dauer eines potenziellen Marktes für blauen Wasserstoff, die sich aus der Unsicherheit über die Wasserstoffnachfrage und der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ergeben.

Hintergrund. Mit zunehmender Einsicht über das knappe Angebot an grünem Wasserstoff und aufgrund steigender CO₂-Preise, wird blauer Wasserstoff als emissionsarme und potenziell früher verfügbare Alternative diskutiert. Grundlegender Unterschied zum grauen Wasserstoff stellt die dem Herstellungsprozess nachgelagerte Abscheidung und Speicherung der entstehenden CO₂-Emissionen dar. Dafür muss zunächst in eine CO₂-Infrastruktur investiert werden. Hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit sind auch an dieser Stelle die Entwicklungen der Preisniveaus von Strom und Erdgas, aber auch für den Transport und die Lagerung von CO₂ wichtig.

Wettbewerbsfähigkeit. Trotz höherer Erdgaspreise bleibt blauer Wasserstoff in dem Szenario mit mittlerer Parameterkonstellation bis 2050 günstiger als die netzentgeltzahlende Elektrolyse (Abbildung 6). Bei vollständiger Befreiung der Elektrolyse von Netzentgelten kommt es allerdings zu einem anderen Ergebnis: grüner Wasserstoff wird gegenüber blauem Wasserstoff bereits um 2030 wirtschaftlich, bei erforderlichen CO₂-Preise. Kurz nach 2030 fallen die Kosten von grünem Wasserstoff unter die Kosten von blauem Wasserstoff und die erforderlichen CO₂-Preise sinken auf null. Diese sehr unterschiedlichen Ergebnisse verdeutlichen die hohen Sensitivitäten bei kleinen Änderungen von Kostenparametern und Annahmen zu Emissionen. Die besonders hohe Unsicherheit über die zukünftige Knappheit von Erdgas übersetzt sich somit direkt in Investitionsrisiken für blauen Wasserstoff.

¹² „Blaue Wasserstoffbrücke“: Aufgrund der kurzfristigen Knappheit und hohen Kosten von grünem Wasserstoff (bis mindestens ~2030), wird blauer Wasserstoff (aus Erdgas mit *Carbon Capture and Storage*, CCS) als Zwischenlösung diskutiert, um den Wasserstoffhochlauf insgesamt früher beginnen zu können. Langfristig strebt die Bundesregierung jedoch die ausschließliche Nutzung von grünem Wasserstoff an (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

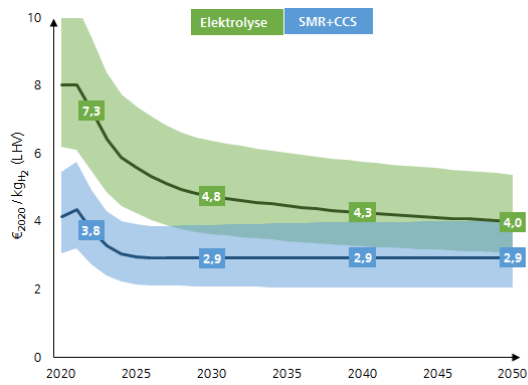
¹³ Bis vor der Energiekrise wurden die Produktionskosten von blauem Wasserstoff von Analystinnen oft als deutlich günstiger als die für grünen Wasserstoff eingeschätzt.

CO₂-Preise und Restemissionen. CO₂-Preise haben eine nur begrenzte Wirkung auf die Konkurrenz von grünem und blauem Wasserstoff, wenn beide emissionsarm produziert werden. Beim blauen Wasserstoff wurden hier solche (neuen) Anlagen berücksichtigt, die etwa 90 % der CO₂-Emissionen bei der Produktion aus Erdgas auffangen, transportieren und dauerhaft lagern. Allerdings ist es zusätzlich notwendig, dass die Methanleckage bei der vorgelagerten Erdgasextraktion und -lieferung minimiert wird (Bauer et al., 2022). Falls die Produktion von blauem Wasserstoff niedrigere CO₂-Abscheidungs- und -speicherungsrate (<90 %) oder die Erdgaslieferkette eine hohe Methanleckagerate aufweist (>0,5 %), kippt die Wettbewerbsfähigkeit in Richtung grünem Wasserstoff (Ueckerdt et al. 2022). Bei vollständiger Erfassung und Bepreisung von Methanemissionen, die entlang der gesamten Lieferkette bei der Förderung und dem Transport von Erdgas entstehen, fielen bei einem CO₂-Preis von 200 €/tCO₂ zusätzliche CO₂-Kosten von 0,17 €/kg je weiterer 1 % Methanleckage an.¹⁴

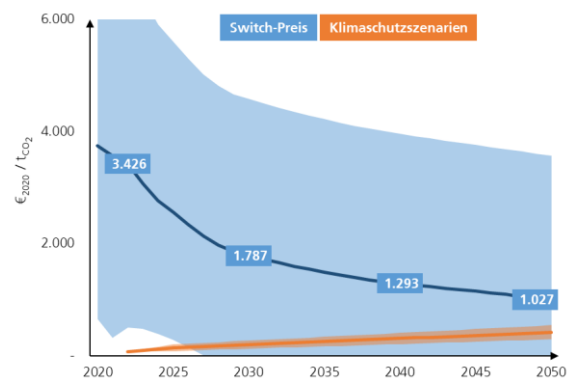
Investitionsunsicherheiten. Investitionen in die Produktion von grünem und blauem Wasserstoff bleiben unsicher, wie die große Bandbreite erforderlicher CO₂-Preise illustriert. Um eine steigende Wasserstoffnachfrage ohne ausreichende Elektrolysekapazität zu decken, könnte die blaue Wasserstoffproduktion als fossiles Backup in der Hochlaufphase als Alternative gerechtfertigt sein. Bei parallelem Hochlauf von grünem und blauem Wasserstoff besteht allerdings die Gefahr, dass die Anlagen nicht über ihre Lebensdauer genutzt werden, wenn die Konkurrenztechnologie günstiger wird. Solche potenziellen „Stranded Assets“ stellen ein Investitionsrisiko dar. Diese Unsicherheiten können bei beiden Technologien den notwendigen Kapazitätshochlauf verzögern. Entsprechend bedarf es politischer Rahmenbedingungen, um Investitionssicherheit zu garantieren, insbesondere für die langfristig nachhaltigere Variante der grünen Wasserstoffproduktion.

¹⁴ Unter der Annahme, dass Erdgas (Methan) das Treibhauspotenzial (*global warming potential*) GWP100 zugeordnet wird. Unter Berücksichtigung des GWP20, also einer Äquivalenzumwandlung von Methan in CO₂ bezogen auf 20 statt 100 Jahre, ergeben sich Mehrkosten von 0,49 €/kg.

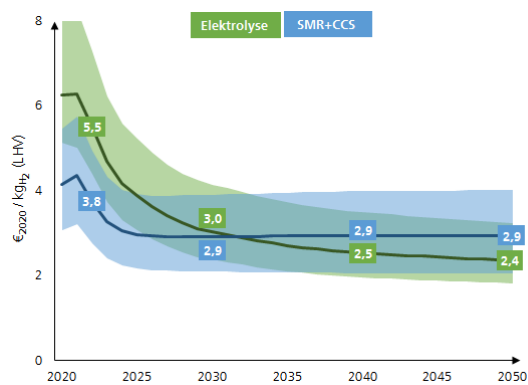
Kosten mit Stromnetzentgelten



CO₂-Switch-Preise mit Stromnetzentgelten



Kosten ohne Stromnetzentgelte



CO₂-Switch-Preise ohne Stromnetzentgelte

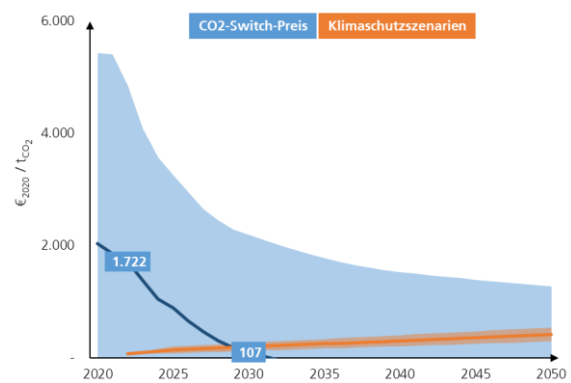


Abbildung 6: Diskontierte Bereitstellungskosten (links) von grünem und blauem Wasserstoff mit Unsicherheitskorridoren sowie mittlere diskontierte CO₂-Preise (rechts), die für Kostenparität benötigt wären, im Vergleich mit CO₂-Preisfaden in Klimaschutzszenarien (Pietzcker et al., 2021). Kostenanalysen jeweils mit Stromnetzentgelten (oben) und ohne Stromnetzentgelte (unten). Quelle: Eigene Darstellung.

3. Fazit und Ausblick

Rolle von Wasserstoff. Grüner Wasserstoff kann zur Bewältigung der akuten Energiekrise in den nächsten Jahren nur einen geringen Beitrag leisten. Dies liegt vor allem an den kurzfristig begrenzten Elektrolysekapazitäten sowie dem zusätzlichen Bedarf an Strom aus erneuerbaren Quellen. Ab etwa 2030 kann grüner Wasserstoff jedoch einen substanziellen und wachsenden Beitrag zur Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern leisten. Dabei gilt weiterhin: Der Markthochlauf von grünem Wasserstoff ist kein Selbstläufer. Um die äußerst ambitionierten 2030-Ziele für die Elektrolysekapazität in Reichweite zu halten, muss der Ausbau jetzt durchstarten. Wasserstoff und seine Derivate, insbesondere Schiffsimporte von Ammoniak und E-Fuels, könnten dann mittelfristig helfen, die Energieversorgung zu diversifizieren, wobei jedoch auch neue Abhängigkeiten entstehen können. Andere Bausteine können sowohl die Importabhängigkeit reduzieren als auch bereits kurzfristig einen Beitrag zur Bewältigung der Krise sowie zur Energiesouveränität und Energiewende leisten. Dazu gehören eine gesteigerte Energieeffizienz sowie eine tiefgehende direkte Elektrifizierung auf Basis eines beschleunigten Ausbaus erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa.

Wettbewerbsfähigkeit. Mit den gestiegenen Erdgaspreisen erscheinen erste rein wettbewerbliche Business Cases für grünen Wasserstoff am Horizont. Über die Wettbewerbsfähigkeit entscheidet eine Reihe von unsicheren techno-ökonomischen und regulatorischen Parametern. Als robustes Ergebnis über die untersuchten Fälle hinweg zeigen sich jedoch Wettbewerbslücken zu grauem Wasserstoff und Erdgas, die voraussichtlich bis mindestens 2030 bestehen. Netzgebunden produzierter Wasserstoff in Deutschland wird schrittweise (zunächst durch den Ersatz von grauem Wasserstoff z.B. in der Ammoniakproduktion) wettbewerbsfähig, wenn sich die kritische Preislage an den Strommärkten entspannt und die Erdgaspreise auch nach 2030 deutlich (Faktor 2-3) über dem Vorkrisenniveau bleiben, wie es die Preis-Futures derzeit andeuten. Notwendige Bedingung dafür ist zudem ein deutlicher Anstieg der CO₂-Preise. Um bereits kurzfristig Investitionssicherheit für grünen Wasserstoff zu schaffen, bedarf es der dringenden Implementierung ergänzender politischer Maßnahmen und Garantien sowie der Auflösung regulatorischer Unsicherheiten.

Zukünftige grüne Wertschöpfungsketten. Ammoniak wird voraussichtlich eine der ersten Anwendungen für grünen Wasserstoff. Dabei deutet sich schon in der derzeitigen Energiekrise an, dass Ammoniak zunehmend importiert werden könnte – kurzfristig *fossil* aufgrund niedrigerer Erdgaspreise in außereuropäischen Exportländern, mittelfristig *grün* aufgrund niedrigerer Produktionskosten von grünem Wasserstoff in sonnen- und windreichen Exportländern. Dies gilt langfristig auch für andere energieintensive Grundstoffe (z.B. Stahl, Basischemikalien und E-Fuels), die nach Umstellung auf erneuerbare Energien günstiger im Ausland produziert werden könnten. Bei den Förderinstrumenten für Wasserstoff sowie bei der Bewältigung der Energiekrise bedarf es daher einer Gesamtstrategie für die Gestaltung zukünftiger globaler Wertschöpfungsketten, die sowohl Klima- und Industriepolitik als auch Entwicklungs- und Geopolitik integriert.

Literaturangaben

- Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., Gibbins, J., Mazzotti, M., T. McCoy, S., McKenna, R., Pietzcker, R., P. Ravikumar, A., C. Romano, M., Ueckerdt, F., Vente, J., Spek, M. van der, 2022. On the climate impacts of blue hydrogen production. *Sustainable Energy & Fuels* 6, 66–75. <https://doi.org/10.1039/D1SE01508G>
- Bernath, C., Deac, G., Sensfuß, F., 2021. Impact of sector coupling on the market value of renewable energies – A model-based scenario analysis. *Applied Energy* 281, 115985. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115985>
- BMBF, 2022. Wasserstoff aus Australien für die Energiewende in Deutschland [WW Document]. URL <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/2022/05/wasserstoff-australien-energiewende-deutschland.html> (accessed 8.22.22).
- BMWK, 2022. Markthochlauf von grünem Wasserstoff beschleunigen: Kanada und Deutschland unterzeichnen Wasserstoffabkommen [WW Document]. URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/08/20220823-markthochlauf-von-grunem-wasserstoff-beschleunigen-kanada-und-deutschland.html> (accessed 8.24.22).
- BMWK, 2021. Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. Die Nationale Wasserstoffstrategie.
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2021. Monitoringbericht 2021.
- CME Group, 2022a. Dutch TTF Natural Gas Calendar Month [WW Document]. URL <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/dutch-ttf-natural-gas-calendar-month.quotes.html> (accessed 8.11.22).
- CME Group, 2022b. German Power Baseload Calendar Month [WW Document]. URL <https://www.cmegroup.com/markets/energy/electricity/german-power-baseload-calendar-month.html> (accessed 8.11.22).
- European Clean Hydrogen Alliance, 2022. European Electrolyser Summit - Joint Declaration.
- European Commission, 2022a. REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy, COM(2022) 108 final.
- European Commission, 2022b. Commission delegated regulation supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin, Ares(2022)3836651.
- European Commission, 2021. Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC, COM(2021) 551 final.
- Fraunhofer ISE, 2022. Average Spot Market Prices - Energy-Charts [WW Document]. URL https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm (accessed 8.11.22).
- Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Technische Universität Berlin, 2021. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3.
- Fuel Cells and Hydrogen Observatory, 2021. National rules and policies which impact the deployment of hydrogen technologies [WW Document]. URL <https://www.fchobservatory.eu/observatory/Policy-and-RCS/National-policies>
- George, J.F., Müller, V.P., Winkler, J., Ragwitz, M., 2022. Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany. *Energy Policy* 167, 113072. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113072>
- Ghasemi, M., Iizuka, H., 2020. Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy.
- Guidehouse, 2022. Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports. Guidehouse.

- Hampp, J., Düren, M., Brown, T., 2021. Import options for chemical energy carriers from renewable sources to Germany. arXiv:2107.01092 [physics].
- Hank, C., Sternberg, A., Köppel, N., Holst, M., Smolinka, T., Schaadt, A., Hebling, C., Henning, H.-M., 2020. Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity. *Sustainable Energy Fuels* 4, 2256–2273. <https://doi.org/10.1039/DOSE00067A>
- IEA, 2021. Hydrogen Projects Database.
- IRENA, 2022. Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA, 2020. Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. International Renewable Energy Agency.
- Luderer, G., Kost, C., Sörgel, D., 2021. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich.
- Lux, B., Gegenheimer, J., Franke, K., Sensfuß, F., Pfluger, B., 2021. Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region. *Computers & Industrial Engineering* 162, 107647. <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107647>
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G.F., Jensterle, M., Luderer, G., 2022. Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01097-4>
- Pietzcker, R., Feuerhahn, J., Haywood, L., Knopf, B., Leukhardt, F., Luderer, G., Osorio, S., Pahle, M., Rodrigues, R., Edenhofer, O., 2021. Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030 (Ariadne Hintergrund).
- Piria, R., Honnen, J., Pfluger, B., Ueckerdt, F., Odenweller, A., 2021. Wasserstoffimportsicherheit für Deutschland – Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität, Ariadne Analyse.
- Rodrigues, R., Pietzcker, R., Fragkos, P., Price, J., McDowall, W., Siskos, P., Fotiou, T., Luderer, G., Capros, P., 2022. Narrative-driven alternative roads to achieve mid-century CO₂ net neutrality in Europe. *Energy* 239, 121908. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121908>
- Ruhnau, O., 2022. How flexible electricity demand stabilizes wind and solar market values: The case of hydrogen electrolyzers. *Applied Energy* 307, 118194. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118194>
- Ruhnau, O., Schiele, J., 2022. Flexible green hydrogen: Economic benefits without increasing power sector emissions (Working Paper). Kiel, Hamburg: ZBW - Leibniz Information Centre for Economics.
- Schulte, S., Sprenger, T., Schlund, D., 2021. Perspektiven auf den Wasserstoffmarkthochlauf: Stakeholderanalyse mit Fokus Deutschland, EWI Policy Brief. Köln.
- SCI4climate.NRW, 2021a. Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030. Gelsenkirchen.
- SCI4climate.NRW, 2021b. Konzeptualisierung des möglichen Renewables-Pull-Phänomens – Definition, Wirkmechanismen und Abgrenzung zu Carbon Leakage. Wuppertal.
- Staiß, F., Adolf, J., Ausfelder, F., Erdmann, C., Fishedick, M., Hebling, C., Jordan, T., Klepper, G., Müller, T., Palkovits, R., Pogonietz, W.-R., Schill, W.-P., Schmidt, M., Stephanos, C., Stöcker, P., Wagner, U., Westphal, K., Wurbs, S., 2022. Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. München.
- Stiewe, C., Ruhnau, O., Hirth, L., 2022. European industry responds to high energy prices: The case of German ammonia production (Working Paper). Kiel, Hamburg: ZBW - Leibniz Information Centre for Economics.
- Trading Economics, 2022. EU Natural Gas [WWW Document]. URL <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> (accessed 8.11.22).

- Ueckerdt, F., Pfluger, B., Odenweller, A., Günther, C., Knodt, M., Kemmerzell, J., Rehfeldt, M., Bauer, C., Verpoort, P., 2021. Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. Wie die Politik Wasserstoffpfade hin zur Klimaneutralität 2045 finden kann.
- Ueckerdt, F., Verpoort, P., Anantharaman, R., Bauer, C., Beck, F., Longden, T., Roussanaly, S., 2022. On the cost competitiveness of blue and green hydrogen. Preprint: <https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1436022/v1>
- van Renssen, S., 2020. The hydrogen solution? *Nature Climate Change* 10, 799–801. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0891-0>
- Wietschel, M., Eckstein, J., Riemer, M., Zheng, L., Lux, B., Neuner, F., Breitschopf, B., Fragoso, J., Kleinschmitt, C., Pieton, N., Nolden, C., Pfluger, B., Thiel, Z., Löschel, A., 2021. HYPAT Working Paper - Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen.



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @AriadneProjekt

 Kopernikus-Projekt Ariadne

 ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von mehr als 25 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Hereon | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung KlimaWirtschaft | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung