

Auf dem Weg in eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft



Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Christopher Hebling
christopher.hebling@ise.fraunhofer.de

Dr. Christoph Hank
christoph.hank@ise.fraunhofer.de

Marius Holst
marius.holst@ise.fraunhofer.de

Ombeni Ranzmeyer
ombeni.ranzmeyer@ise.fraunhofer.de

Kira Schlüter
kira.schlueter@ise.fraunhofer.de

DBFZ

Dr. Nora Szarka
nora.szarka@dbfz.de

DLR

Prof. Dr. Carsten Agert
carsten.agert@dlr.de

Dr. Hendrik Langnickel
hendrik.langnickel@dlr.de

KIT

Dr. Witold-Roger Poganietz
poganietz@kit.edu

UFZ

Prof. Dr. Daniela Thraen
daniela.thraen@ufz.de

Wuppertal Institut

Dr. Sascha Samadi
sascha.samadi@wupperinst.org

Der Klimawandel stellt uns vor die globale Herausforderung, auf fossile Energieträger zu verzichten. Die erfolgreiche Transformation des Energiesystems ist eine wesentliche Voraussetzung für eine vollständige Reduktion der Treibhausgase. Eine solche Transformation kann nur gelingen, wenn der fundamental neue Charakter des Systems erfasst und im abgeleiteten Rückschluss daraus der passende Pfad eingeschlagen wird. Im Kern lässt sich dieser neue Charakter als ein defossilisiertes, auf regenerativen Energien basierendes Energiesystem beschreiben.

In diesem Kontext steigt die Bedeutung von erneuerbar erzeugter elektrischer Energie und den ebenfalls erneuerbar erzeugten molekularen Energieträgern wie Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen auf Wasserstoffbasis. Diese molekularen Energieträger substituieren die größte Stärke der fossilen Energieträger, die hohe Energiedichten und gute Speicherefähigkeit, optimal. Die Herstellung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern ist technisch seit langem möglich und die globale, großskalige und erneuerbare Erzeugung steht kurz bevor. Unterstützt durch entsprechend ausgestaltete politische Strategien und Roadmaps sowie durch industrielle Weiterentwicklungen, steht deren weltweiter Handel in den Startlöchern.

Die globale jährliche Wasserstoffnutzung summiert sich gegenwärtig auf ca. 70 Megatonnen (Mt) (~2.340 TWhLHV,H₂ in 2018) (IEA, 2019). Aktuell wird diese Menge fast ausschließlich nicht-energetisch genutzt. Rund 95 % dieses Wasserstoffs werden aus fossilen Quellen generiert, wobei Erdgas mit über zwei Dritteln deutlich dominiert (IEA, 2019; Shell 2017). Diese fossil-basierten Herstellungspfade sind mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden und tragen somit zu einem nennenswerten Anteil zur Anreicherung von Klimagasen in der Erdatmosphäre bei. Durch seine vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten hat klimafreundlicher Wasserstoff das Potenzial, fossile Energieträger zu verdrängen. In den kommenden Jahrzehnten bis 2050 wird ein signifikanter Anstieg des Bedarfs erwartet. Für die Industrieregionen Europa, China, Japan, Korea und die Vereini-

gten Staaten prognostiziert das Hydrogen Council bis zum Jahr 2030 in Summe einen Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf über 1080 Mt (36.000 TWhLHV,H₂; (Hydrogen Council, 2020)).

Durch ein vom DBFZ entwickeltes Szenario-Tool¹⁾ mit über 150 Energieszenario-Studien und Daten aus 500 Szenarien lässt sich die Entwicklung von Studien in Deutschland betrachten, die Wasserstoff in ihren jeweiligen Szenarien berücksichtigen. Neben dem in den vergangenen Jahren zu verzeichnendem Anstieg auf dreimal so viele Studien im Vergleich zur vorhergegangenen Dekade, lässt sich festhalten, dass sich der Fokus auf Wasserstoff mit steigenden Zielen zur Treibhausgasminimierung, stark intensiviert. Auch international rückt Wasserstoff zunehmend ins Zentrum der Transformation des Energiesystems. Angetrieben durch energie-, umwelt- und wirtschaftspolitische sowie industrielle und gesundheitliche Anreize wurde innerhalb der vergangenen Jahre eine beträchtliche Zahl an nationalen Strategiepapieren, Visionsdokumenten und Roadmaps von Regierungen und unterschiedlichen privaten Organisationen veröffentlicht, in denen Status-Quo-Analysen und Handlungsbedarfe herausgearbeitet, Ziele formuliert sowie Strategien und Abläufe entwickelt wurden, um dem eigenen Land den Weg in eine Wasserstoffwirtschaft zu ebnet. Staaten und private Investoren haben weltweit über USD 300 Mrd. für Wasserstoffprogramme in den Bereichen Produktion, Transport und Verteilung zugesagt (► *Abbildung 1*).

Die große Herausforderung besteht nunmehr darin, die für eine Wasserstoffwirtschaft notwendigen Wasserstoffmengen auf nachhaltigem Wege bereitzustellen und Treibhausgasemissionen, resultierend aus Produktion, Betrieb und Transport, zu minimieren. Diskutiert werden hierfür verschiedene Produktionspfade, welche sich zum Teil deutlich unterscheiden hinsichtlich der ökonomischen, aber auch der ökologischen Effizienz sowie dem jeweiligen technologischen Reifegrad ('Technology Readiness Level', TRL), dem Entwicklungspotenzial für die kommenden Jahre sowie der Skalierbarkeit für die notwendige großskalige Wasserstoffherzeugung.

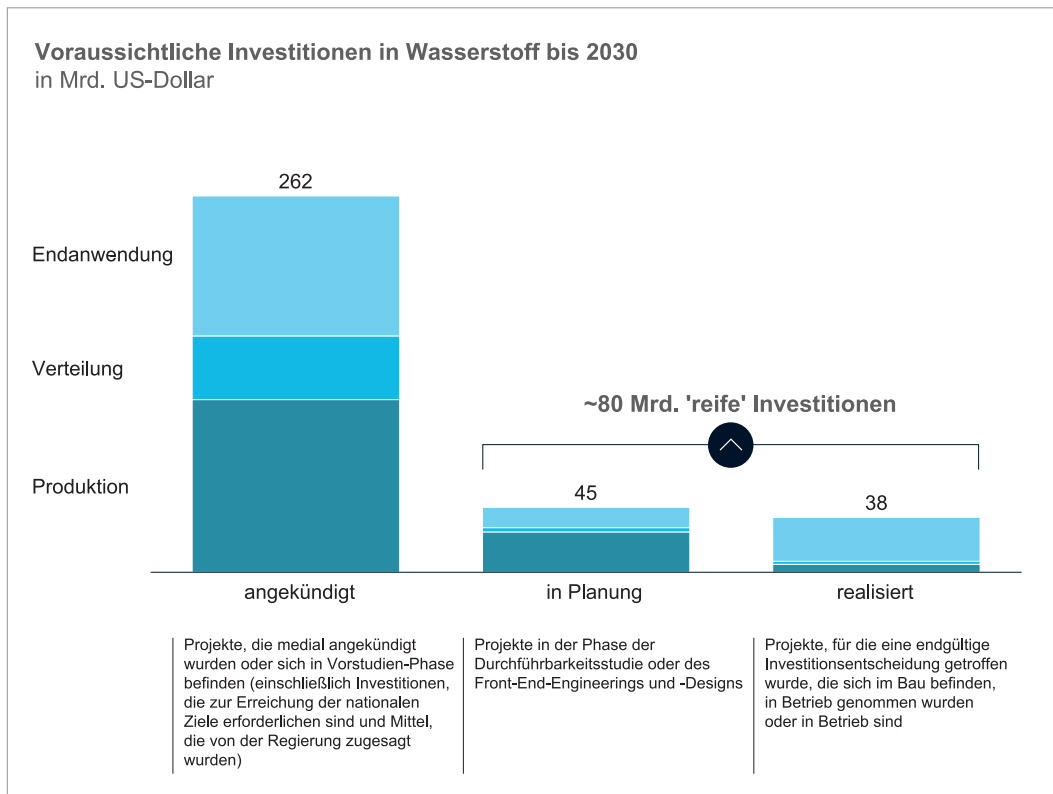


Abbildung 1
Angekündigte Investitionen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft:
Aufschlüsselung nach Reifegrad
(Quelle: Hydrogen Council, 2021)

Neben zahlreichen Technologieoptionen mit einem vergleichsweise geringen TRL, wie beispielsweise der solarthermischen Wasserspaltung (TRL ~4) oder photoelektrochemischen Zellen (TRL ~3-4), befinden sich gegenwärtig vor allem folgende Prozesspfade für eine potenziell großskalige CO₂-arme Wasserstofferzeugung im Mittelpunkt wissenschaftlicher sowie industrietriebener Analysen und Weiterentwicklungen. Ebenso finden sie Erwähnung in zahlreichen politischen Roadmaps und Defossilisierungs-Strategien.

Blauer Wasserstoff

Der sogenannte blaue Wasserstoffpfad verbindet die herkömmliche Wasserstofferzeugung mittels Dampfreformierung von Erdgas mit einer CO₂-Abscheidung und nachfolgenden möglichst dauerhaften Speicherung, meist unterirdischen Sequestrierung ('Carbon Capture and Sequestration', CCS).

Vorteile dieses Vorhabens sind ein hohes TRL sowie die Skalierbarkeit. Nachteile sind die weiterhin vorhandenen THG-Emissionen in der Vorkette der Erdgasförderung, -aufbereitung und -bereitstellung sowie direkte CO₂-Restemissionen vor Ort aus dem Reformierungsprozess. Insbesondere die vielfach angestrebte 90% CO₂-Abscheiderate (IEAGHG, 2017) wird einerseits als technisch möglich angegeben, kann aber oftmals nicht oder nur unter deutlich erhöhten Wasserstoffgestehungskosten erreicht werden (Global Witness, 2022; PEMBINA, 2021; Hydro-

gen Council, 2020; Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., 2022). Eine einheitliche Faktenlage zur möglichen CO₂-Abscheiderate für Anlagen im großskaligen Maßstab und während des kommerziellen Betriebs steht daher noch aus. Zudem erscheinen die auf globalem Maßstab theoretisch verfügbaren unterirdischen Speicherpotenziale für CO₂ einerseits zwar gigantisch. Andererseits reduzieren sich diese Potenziale auf eine Kleinmenge, wenn die Voraussetzungen eine konkrete technische und ökonomische Verfügbarkeit sowie keine Verwendung des CO₂ für die Tertiäre Ölgewinnung ('Enhanced Oil Recovery', EOR) sind. Aus gesellschaftlicher Perspektive ist eine Speicherung von CO₂ in stark besiedelten Regionen jedoch umstritten.

Türkiser Wasserstoff

Den Ansatz der Erdgaspyrolyse zur 'türkisen' Wasserstoffgewinnung zielt darauf ab den im Erdgas enthaltenen Kohlenstoff zu deponieren oder als Nebenprodukt in der fertigen Industrie zu vermarkten (Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020). Die Kohlenwasserstoffpyrolyse könnte daher, wenn technisch ausgereift, zur großskaligen emissionsarmen Wasserstofferzeugung beitragen und gewann daher in den letzten Jahren in Forschung und Industrie zunehmend an Interesse. Sie wird insbesondere als eine Brückentechnologie für die kommenden zwei Jahrzehnte diskutiert. Allerdings befindet sich

mit der thermischen Hochtemperatur-Spaltung in einem Wanderbettreaktor ($> 1000\text{ }^{\circ}\text{C}$), dem Pyrolysekonzept mit dem potenziell am weitesten fortgeschrittenen TRL (~ 4) (Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020; Machhammer, O.; Bode, A.; Hornmuth, W., 2015; DECHEMA, 2019), der Gesamtansatz auf einem noch nicht ausgereiften Gesamtniveau um zeitnah großmaßstäblich umgesetzt und marktwirksam zu werden. Weitere Nachteile dieses Prozesskonzept sind auch hier der Einsatz von fossilem Erdgas als Ausgangsrohstoff und die damit verbundenen CO_2 -Emissionen insbesondere in der Vorkette.

Wasserstoff aus Biomasse

Wasserstoff aus Biomasse kann sowohl in thermochemischen Verfahren als auch über biochemische Prozesse erfolgen.

Weil die Biomasepotenziale beschränkt sind, wird die Wasserstofferzeugung aus Biomasse als begrenzt angesehen. Hervorzuheben sind bei der thermochemischen Wasserstoffbereitstellung die Vergasung, die hydrothermale Umwandlung von speziell nassen biogenen Rest- und Abfallstoffen sowie die Reformierung von Intermediaten wie Biogas/Biomethan oder Alkoholen und die Methanpyrolyse. Biotechnologische Systeme, insbesondere mikrobielle Systeme haben das Potenzial, Wasserstoff effizient und unter geringem Energieverbrauch zu produzieren, weil die dabei ablaufenden Reaktionen unter Umgebungsbedingungen und ohne zusätzliche anorganische Katalysatoren ablaufen. (Forschungsnetzwerk Bioenergie, 2021).

Grüner Wasserstoff

Aus erneuerbarem Strom mittels Wasserelektrolyse erzeugter „grüner Wasserstoff“ stellt die Maxime der großskaligen und nachhaltigen Wasserstofferzeugung dar. Der Elektrolyseprozess selbst erzeugt keine direkten Treibhausgasemissionen oder andere umweltschädliche Reststoffe und der gesamte Energiegehalt des Endproduktes wird, anders als bei den fossil-basierten Wasserstoffpfaden, über erneuerbare Energien zugeführt.

Der grüne Wasserstoff aus Elektrolyseuren konkurriert am Markt mit erdgas-basiertem Wasserstoff. Aus diesem Grund hängt die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure auch vom Erdgaspreis ab und ist derzeit noch nicht gegeben. Zudem wird erneuerbar erzeugter Strom insbesondere zu Beginn der globalen Energiewende in praktisch allen Sektoren des Energiesystems dringend benötigt und ist durch den teils schleppenden Ausbau ein rares Gut.

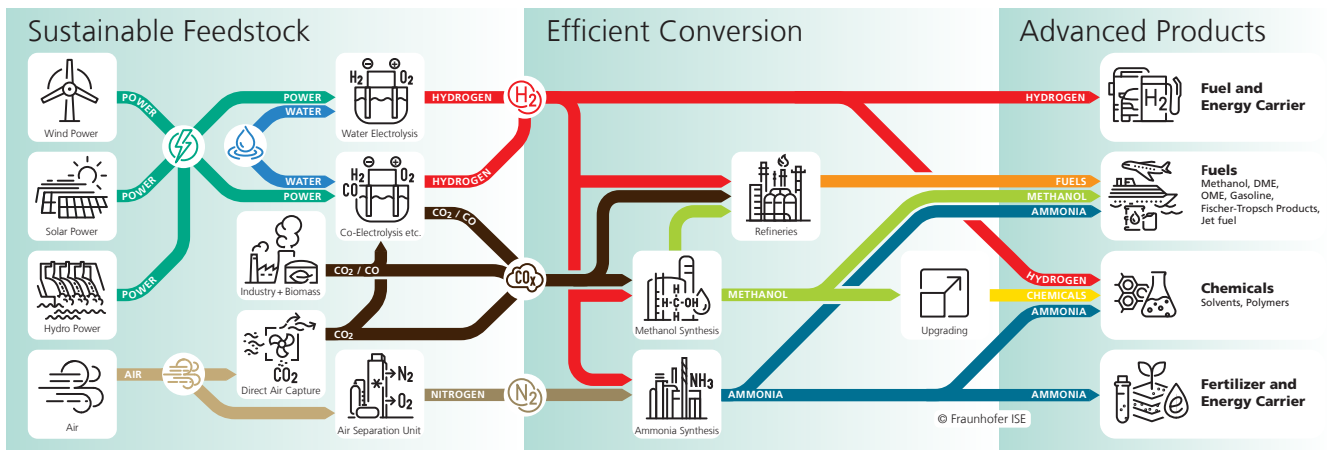
Mit Blick auf Deutschland kann ein nennenswerter Anteil des benötigten grünen Wasserstoffs zwar inländisch erzeugt werden und von kurzen Transportwegen profitieren, jedoch muss, je nach Entwicklung des zukünftigen Energiebedarfs und der eingeschlagenen Technologiepfade (Brennstoffzelle im Mobilitätsbereich, Zukunft des Verbrennungsmotors, Marktdurchdringung von Wärmepumpen, etc.), auch ein nennenswerter Anteil grünen Wasserstoffs und daraus gewonnenen Syntheseprodukten aus sonnen- und windreichen Ländern importiert werden, um den zukünftigen Bedarf zu decken (Deutsche Energieagentur, 2018; Fraunhofer ISE, 2020; Hank, C., 2020; EWI, 2021).

Weitere Herausforderungen der großskaligen, grünen Wasserstofferzeugung sind die bisher langen Planungs- und Umsetzungszeiten entsprechender Vorhaben. Hier gilt es insbesondere für die Politik ausreichend ambitionierte Zielvorgaben auszusprechen, Hemmnisse zu beseitigen, internationale Kooperationen einzugehen und entsprechende Handelsverträge auszugestalten.

Transport

Für den Langstreckentransport von Wasserstoff bieten sich verschiedene Technologie-Optionen an. Langfristig stellen Pipelines für den gasförmigen Wasserstofftransport die meistversprechende Möglichkeit für den großskaligen Transport über Strecken von mehreren hundert bis einigen tausend Kilometern dar. Sollte am Zielort reiner Wasserstoff benötigt werden, wäre eine Beimischung von Wasserstoff in das existierende Erdgasnetz unpraktikabel. Zwar gibt es erste Forschungsansätze, welche auf eine membranbasierte Abtrennung von Wasserstoff aus angereicherten Erdgasnetzen abzielen, jedoch sind diese nicht zeitnah einsatzbereit²⁾.

Für den leitungsgebundenen Transport reinen Wasserstoffs können jedoch einzelne Stränge existierender Erdgas-Pipelines umgewidmet werden. So kann Schritt für Schritt ein europäisches H_2 -Gasnetz aufgebaut werden. Von Seiten der Gasnetzbetreiber spiegelt sich dies im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wider und ist bereits in Form eines Startnetzes in Planung (FNB, 2021; European Hydrogen Backbone, 2021). Innerhalb der europäischen IPCEI-Projekte können außerdem bereits erste konkrete Umsetzungen beobachtet werden. Der European Hydrogen Backbone Report 2021 schätzt die resultierenden Transportkosten solcher Vorhaben auf $0.11\text{--}0.21\text{ EUR/kgH}_2$ und 1000 km (European Hydrogen Backbone, 2021). Der Aufbau eines Versorgungsnetzes aus neuen, dedizierten Wasserstoff-Pipelines wird zwar



angestrebt, stellt sich jedoch erst ab kumulierten Einspeiseleistungen von mehr als 1 GW Elektrolysekapazität oder mehr (in Abhängigkeit von Wasserstoffgestehungskosten, -preis, Transportstrecke und Terrain) als potenziell wirtschaftlich dar. Für den Betrieb der oft stromnetzfernen Pipelines und der notwendigen Kompressor-Stationen sollte darauf geachtet werden, dass diese bestenfalls durch erneuerbaren Strom oder durch den transportierten Wasserstoff selbst versorgt werden.

Mittelfristig wird zudem angestrebt, Wasserstoff tiefkalt zu verflüssigen und in entsprechend isolierten Tanks bei deutlich erhöhter Energiedichte zu transportieren. Der notwendige Energiebedarf für die Verflüssigung sollte ebenso wie die Wasserstoffherzeugung möglichst über erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Heutige Wasserstoffverflüssiger mit Kapazitäten von bis zu 15 t H_2 pro Tag weisen Werte von 10–12 kWh/kg pro kg H_2 auf (30–36% des H_2 -Energiegehalts). Betrachtet man noch größere konzipierte und auch bestehende Verflüssigungsanlagen mit Kapazitäten von mehreren hundert Tonnen pro Tag, liegen niedrigere Energiebedarfe von 5,3–8,5 kWh/kg pro kg H_2 (16–26% des H_2 -Energiegehalts) in einem realistischen Bereich der technischen Machbarkeit (Cardella, U.; Decker, L.; Sundberg, J.; Klein, H., 2017; D. Berstad, 2018). Erste schiffsbasierte Speichersysteme mit mehreren tausend Tonnen Kapazität sind für den Hochseetransport bereits zugelassen und deren kommerzieller Einsatz wird noch vor dem Jahr 2030 angestrebt³. Die Suiso Frontier, das weltweit erste Flüssigwasserstoffschiff im Pilotmaßstab, verkehrt bereits im Rahmen der Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) zwischen Australien und Japan und transportiert rund ~90 t tiefkalt verflüssigten Wasserstoff.

Wasserstoff in chemischen Bindungen

Wasserstoff kann auch in chemische Bindungen eingelagert werden, was zu einer deutlich erhöhten volumetrischen Energiedichte führt. Die resultierenden Produkte können zudem in vielen existierenden Sektoren direkt oder nach entsprechenden technischen Anpassungen eingesetzt werden und dort zu deren Defossilisierung beitragen. Diese Möglichkeit stellt einen der zentralen Aspekte der Power-to-X (PtX) Kette dar (► *Abbildung 2*): Die Infusion nachhaltiger erneuerbarer Energie in existierende Energie- und Wirtschaftssektoren und eine so resultierende Verdrängung fossil basierter Energieträger und Primärstoffe.

Viel diskutierte PtX-Produkte sind hierbei Methanol, Ammoniak, Methan sowie Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC).

- Szenarioanalysen zeigen, dass Methanol von einem etablierten, großskaligen und daher kostengünstigen Transportprozess profitiert. Zudem ist Methanol weltweit eine wichtige Basis-Chemikalie der chemischen Industrie (Olah, G.A.; Goepfert, A.; Prakash, G.K.S., 2009; Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., 2014; Hank, C. et al., 2020). Ein Nachteil der Methanolsynthese kann an bestimmten Standorten die Abhängigkeit von einer Kohlenstoff-Quelle sein, welche insbesondere im Fall einer CO_2 -Abscheidung aus der Atmosphäre nennenswert zu den Kosten beitragen kann. Zwar gibt es für die CO_2 -basierte Methanolsynthese schon einige Pilotanlagen, jedoch befinden sich diese noch weit unter den Skalen einer großindustriellen konventionellen Methanolanlage.
- Ammoniak hingegen profitiert hier durch die ortsunabhängige Bereitstellung des benötigten Stickstoffs mittels erprobter Luftzerlegungsanlagen. Auch dieses PtX-Produkt kann auf eine etablierte und großskalig verfügbare Infrastruktur und einen effizienten Transport aufbauen (Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., 2015).

Abbildung 2:
**Power-to-X (PtX)
Produktionskette**
(Quelle: Fraunhofer ISE)

- Synthetisches Methan benötigt, wie Methanol, eine Kohlenstoffquelle und zudem einen zusätzlichen Schritt zur Verflüssigung. Der hierdurch erhöhte Energiebedarf beeinflusst die Erzeugungskosten nachteilig (Hank, C. et al., 2020). Bisherige Konzepte für die auf Erneuerbaren basierende Methanisierung befinden sich noch in der Entwicklung. Als eine besondere Herausforderung für den Schritt in die großskalige Anwendung stellt sich die thermische Prozessführung bei Nutzung fluktuierender Erneuerbarer dar (Prognos AG, 2020; Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., 2017).
- Ein H₂-Transport in LOHC erscheint durch seine sichere Handhabung und stabile Einlagerung vielversprechend, leidet derzeit jedoch noch unter hohen Investitionskosten für die notwendige Anlageninfrastruktur und das LOHC-Medium selbst. Zudem benötigt die H₂-Abtrennung am Ende der LOHC-Transportkette einen nennenswerten Anteil des eingespeicherten Wasserstoffs zur thermischen Energiebereitstellung.

Speichertechnologien

Verschiedene Speichertechnologien bieten die Möglichkeit, die Speichereigenschaft fossiler Energieträger durch den Einsatz von Wasserstoff zu substituieren. Die diversen Technologien weisen starke Unterschiede in ihren jeweiligen Speicherdrücken, Investitionskosten und Einsatzgebieten auf. So stehen Gasdruck-, Flüssiggas- und LOHC-Tanks sowie Ammoniak klassischerweise im Kontext des Kurz- bzw. Langstreckentransports sowie der Distribution und eignen sich zur Zwischenspeicherung, während Untertagespeicher ihre Anwendung in der Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicherung großer Volumina finden und nicht nur die Auswirkungen einer Dunkelflaute mildern können. (Wasserstoffoffensive Kreis Düren, 2021).

Aus physikalischer, praktischer und wirtschaftlicher Perspektive könnten bereits vorhandene Salzkavernenspeicher für die langfristige Speicherung von Wasserstoff herangezogen werden. Geeignete Kavernen sind hauptsächlich in den nördlichen Regionen Deutschlands gelegen und bieten ein Gesamtspeicherpotenzial von 26,5 TWh, jedoch ist darüber hinaus ein (Aus-)Bau anderweitiger Wasserstoffspeichermöglichkeiten, wie beispielsweise unterirdischer Rohre oder großer oberirdischer Tanks, in den südlicheren Regionen Deutschlands erforderlich (Michalski et al., 2017). Der Bau einer Forschungssalzkaverne⁴ zur Speicherung von bis zu sechs Tonnen reinen Wasserstoffes wird derzeit vorgenommen und soll Analysen des Einflusses von Ein- und Auslagerung auf die

Wasserstoff-Qualität ermöglichen. Darüber hinaus sind weitere Projekte gestartet, wie beispielsweise das ostfriesische Projekt H2Cast⁵), welche die Machbarkeit der großvolumigen Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen demonstrieren, sowie den operativen Speicherbetrieb mit Wasserstoff untersuchen sollen. Ein weiteres Projekt im Norden der Niederlande könnte im Jahr 2026 die Inbetriebnahme einer Salzkaverne zur Speicherung von Wasserstoff ermöglichen, im Jahr 2030 sogar eine Nutzung von bis zu vier Salzkavernen⁶).

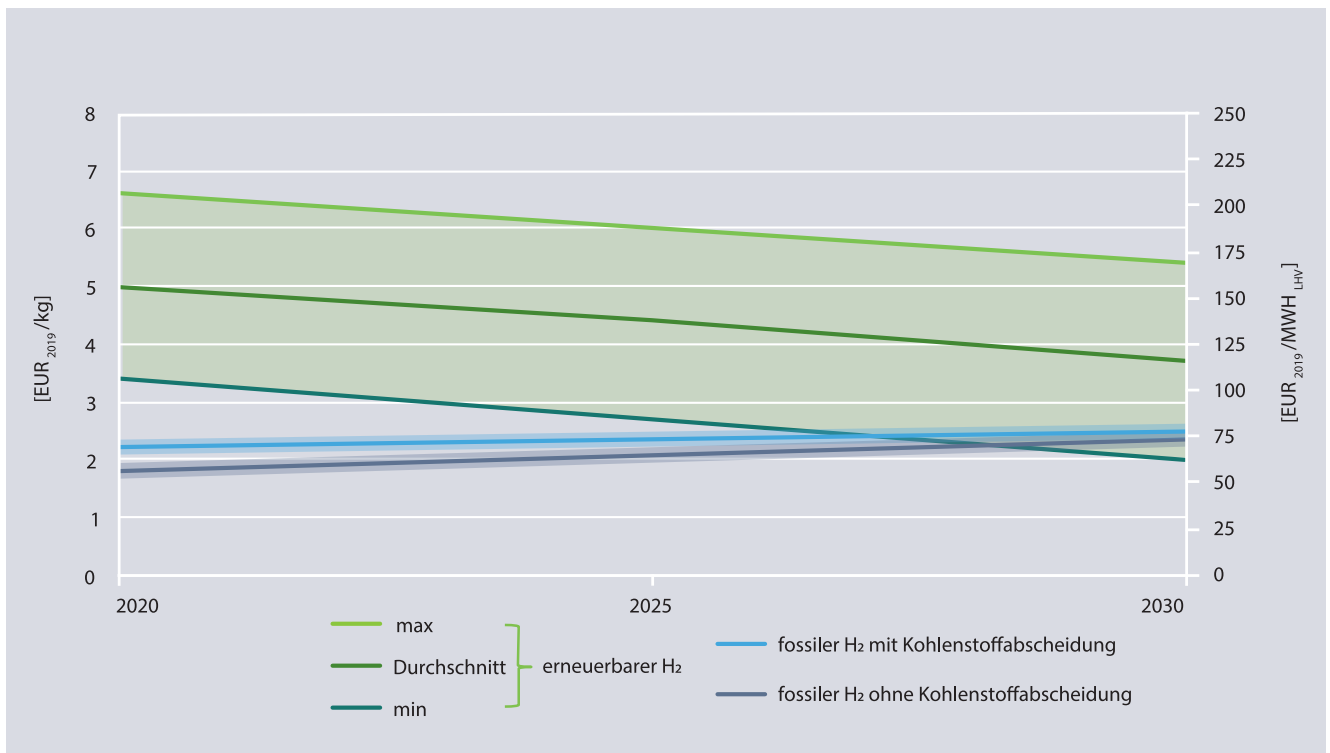
Produktionskosten

Die Herstellung grauen Wasserstoffs aus Erdgas⁷) ist ein etabliertes Verfahren und wird im Großmaßstab für die Wasserstoffversorgung der Industrie eingesetzt. Die Wasserstoffproduktionskosten liegen dabei – sofern „vor-Krisen“-Erdgaspreise betrachtet werden – im Bereich zwischen 1,5 bis 2,5 EUR/kg (IEA, 2019). Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sind gegenwärtig hingegen um ein Vielfaches höher (► *Abbildung 3*). Wasserstoff, produziert aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien in Deutschland, kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt für rund 4 bis 8 EUR/kg produziert werden. Die Produktionskosten werden dabei durch die Strombezugskosten und die Investitionskosten der Elektrolyse dominiert.

Die Nachfrage nach grünem Wasserstoff ist stark von den Kosten des fossilen Konkurrenzprodukts abhängig. Bisher war der deutliche Preisvorteil des fossilen Referenzprodukts grauer Wasserstoff neben der mangelnden Verfügbarkeit von großen Mengen grünen Wasserstoffs der Hauptgrund für eine eingeschränkte Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Doch hier muss zum Zeitpunkt der Drucklegung darauf verwiesen werden, dass die gegenwärtige Preisexplosion der fossilen Energieträger, in den hier genannten Preisen noch nicht einberechnet wurde.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz von grünem Wasserstoff ist eine starke Kostenreduktion erforderlich.

- Ein wichtiger Faktor ist dabei die Erhöhung der Elektrolysefertigungskapazität von Megawatt- auf Gigawattmaßstab.
- Durch Automatisierungen in der Fertigung und Lerneffekte bei gleichzeitiger Verbesserung der Leistungsdichte können Elektrolyseure in Zukunft deutlich günstiger hergestellt werden.
- Verbesserungen des Wirkungsgrades und der Lebensdauer von Elektrolysestacks tragen zu einer weiteren Kostenreduktion bei.
- Neben den Investitionskosten der Wasserstoffanlage haben die Strombezugskosten und die



durch diese beeinflusste Auslastung der Elektrolyse erhebliche Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten. Für eine wirtschaftliche Wasserstoffherzeugung sind daher einerseits weitere Kostenreduktionen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen erforderlich, andererseits ist ein starker Ausbau der Erneuerbaren wesentlich, um die Strombezugskosten am Markt für Elektrolyseure zu reduzieren.

- Die Stromgestehungskosten werden zudem durch den Anlagenstandort beeinflusst. Standorte mit einer hohen solaren Einstrahlung und/oder einer hohen mittleren Windgeschwindigkeit führen einerseits zu geringen Stromgestehungskosten, erhöhen andererseits die Auslastung der Elektrolyse. Obwohl insbesondere der Norden Deutschlands mit hohen Windgeschwindigkeiten gute Voraussetzungen für eine Wasserstoffproduktion vorweist, ist das Ausbaupotenzial für Elektrolyseanlagen im Gigawattmaßstab begrenzt, da zusätzliche Stromproduktion in Deutschland primär zur Deckung der steigenden (direkten) Stromnachfrage benötigt wird.

Wasserstoffimport

Aufgrund der hohen Mengen an erforderlichem Wasserstoff wird daher über den Import grünen Wasserstoffs und dessen Derivate aus anderen Regionen mit besserem EE-Potenzial nachgedacht. Der Aufbau internationaler Wasserstoffversorgungsketten ist anfangs mit hohen wirtschaftlichen Risiken verbunden, die die Investitionsbereitschaft stark reduzieren.

Um dem entgegenzuwirken, wurde 2021 die H2Global-Stiftung gegründet, mit dem Ziel, internationale Wasserstoffversorgungsketten zu etablieren und gleichzeitig die Investitionsrisiken durch Abnahmeverträge zu reduzieren. Der produzierte Wasserstoff (bzw. sein Derivat) wird anschließend an deutsche und europäische Unternehmen höchstbietend verkauft. Da jedoch zu erwarten ist, dass sich aufgrund der anfänglich hohen Produktionskosten eine Differenz zwischen Einkauf und Verkauf ergibt, werden die Verluste durch die H2Global-Stiftung ausgeglichen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat hierfür EUR 900 Mio. bereitgestellt.⁸⁾ Kostensenkung bei der Produktion von grünem Wasserstoff sowie möglicherweise auch Kostensteigerungen bei der Produktion von fossilem Wasserstoff reduzieren dabei die Kostendifferenz im Laufe der Jahre.

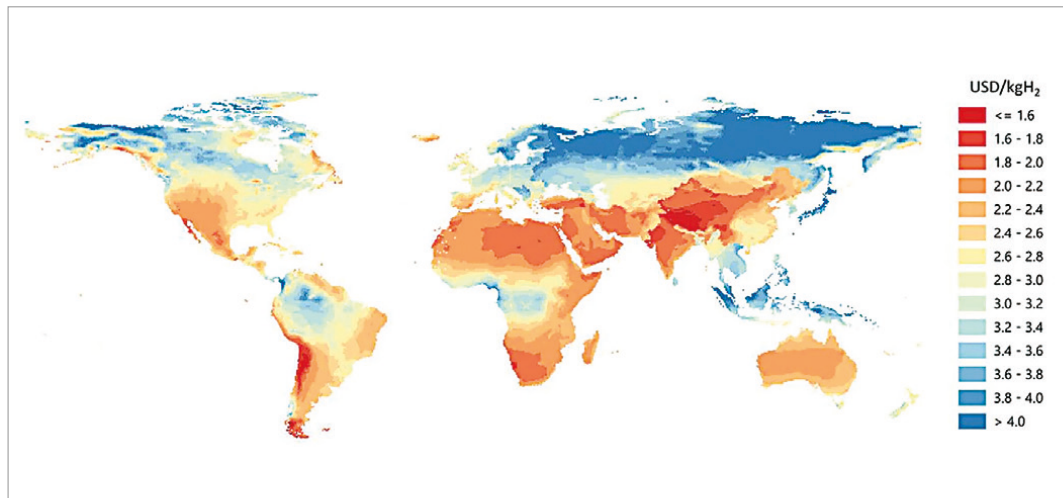
Abbildung 3:

Vergleich der Produktionskosten:

- grün: für erneuerbaren Wasserstoff
- blau: für fossilen Wasserstoff mit und ohne Kohlenstoffabscheidung

(Quelle: nach Agora 2021).

Abbildung 4:
Produktionskosten für grünen Wasserstoff:
 Langfristige
 Produktionskosten
 für Wasserstoff auf
 Basis von PV und
 Onshore-Windkraft
 (in USD/kgH₂)
 (Quelle: IEA, 2019).



Gerade beim aktuell⁹⁾ stark gestiegenen Beschaffungspreis für Erdgas, welcher die Kosten für fossilen Wasserstoff dominiert, kann angenommen werden, dass er einige Jahre auf hohem Niveau verweilt und so die Differenzkosten zu grünem Wasserstoff entscheidend reduziert werden. In jedem Fall ist mit weiter steigenden Preisen von CO₂-Emissionszertifikaten zu rechnen. Durch eine Verknappung der Zertifikate konnte bereits in den letzten Jahren ein starker Kostenanstieg beobachtet werden, so stiegen die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate von rund 40 EUR/Tonne im Februar 2021 auf über 90 EUR/Tonne im Februar 2022.¹⁰⁾

Regionen mit hohen Erneuerbaren-Potenzialen und geringer Bevölkerungsdichte sind der Schlüssel zu niedrigen Wasserstoffgestehungskosten. Hohe Potenziale werden unter anderem der MENA-Region, Australien und der chilenischen Atacamawüste zugesprochen (► *Abbildung 4*). Der Aufbau der Importketten stellt dabei eine Herausforderung dar. Unter anderem müssen die Produktionskapazitäten in diesen Ländern deutlich gesteigert werden, um einen wirtschaftlichen Import per Schiff oder Pipeline (aus der MENA-Region) darstellen zu können. Andererseits müssen Export- und Import-Infrastrukturen erst noch geschaffen werden.

Fazit

Alle europäischen und deutschen Systemstudien stufen Wasserstoff und seine Syntheseprodukte als notwendig ein, um die bestehenden Klimaziele zu erreichen. Hierbei werden Elektrolyseure für die Gewinnung von grünem Wasserstoff unabdingbar sein.

Hohe Bedarfe an grünem Wasserstoff ergeben sich in der Industrie vor allem im Zusammenhang mit der Stahlproduktion, der Ammoniaksynthese und in weiteren Bereichen der chemischen Industrie, und darüber hinaus im Transportsektor, hierbei vor allem in den Bereichen des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs sowie im Schwerlasttransport. Im Gebäudesektor wird laut einiger Studien mittelfristig ebenfalls ein Wasserstoffbedarf bestehen.

Notwendig für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind Transport- und Speicherinfrastrukturen, technische und organisatorische Maßnahmen zur Kostensenkung, einheitliche Richtlinien und Regeln als Leitplanken auf EU-Ebene sowie internationale Kooperationen zum Import von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern auf Wasserstoffbasis.

Die großskalige Erzeugung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern befindet sich in den Anfängen der globalen Umsetzung. Deren weltweiter Handel würde, unterstützt durch entsprechend ausgestaltete politische Strategien, Instrumente (siehe H2Global-Stiftung) und Roadmaps, die Epoche der globalen Wasserstoffwirtschaft einläuten. Die sektorübergreifende große Bedeutung von Wasserstoff erfordert Verlässlichkeit und Sicherheit in der Versorgung mit Wasserstoff. Der Bau einer europäischen Systeminfrastruktur mit umfangreichen Kapazitäten an erneuerbaren Energien, großskaligen Elektrolyseuren, Transportschiffen und Pipelines für den überregionalen Wasserstofftransport sowie neuen oder umgewidmeten Rückverstromungs-Kraftwerken und Kavernen zur saisonalen Wasserstoffspeiche-

rung, ist ein essenzielles Element zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in unseren Wirtschaftssektoren und muss, gerade in Anbetracht der gegenwärtigen geopolitischen Entwicklung, mit oberster Priorität vorangetrieben werden.

Quellverzeichnis

1. IEA, 2019
International Energy Agency IEA, 2019. The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency IEA, Paris
2. Shell, 2017
Shell Deutschland Oil GmbH. 2017, Shell Hydrogen Study. Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂.
3. Hydrogen Council, 2020
Hydrogen Council, „Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective“, 2020
4. Hydrogen Council, 2021
Hydrogen Council, „Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and competitiveness“, 2021
5. IEAGHG, 2017
IEAGHG, Techno-economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS, 2017
6. Global Witness, 2022
Global Witness, „HYDROGEN'S HIDDEN EMISSIONS Shell's misleading climate claims for its Canadian fossil hydrogen project“, 2022
7. PEMBINA, 2021
PEMBINA institute, „Carbon intensity of blue hydrogen production, Accounting for technology and upsteam emissions“, 2021
8. Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., 2022
Oni, A. O.; Anaya, K.; Giwa, T.; Di Lullo, G.; Kumar, A., „Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions“, 2022
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>
9. Schneider, S.; Bajohr, S.; Graf, F.; Kolb, T., 2020
S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, and T. Kolb, „State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas,“ ChemBioEng Reviews, vol. 7, no. 5, pp. 150–158, 2020, <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>
10. Machhammer, O.; Bode, A.; Hormuth, W., 2015
O. Machhammer, A. Bode, and W. Hormuth, „Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen“ Chemie Ingenieur Technik, vol. 87, no. 4, pp. 409–418, 2015, <https://doi.org/10.1002/cite.201400151>
11. DECHEMA, 2019
DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie, „Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland“, 2019
12. Deutsche Energieagentur, 2018
Deutsche Energieagentur, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, 2018
13. Fraunhofer ISE, 2020
Fraunhofer ISE, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, 2020
14. Hank, C., 2020
Hank, C., „Techno-economic and environmental assessment of Power-to-Liquid processes“, 2020
15. EWI, 2021
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)
16. FNB, 2021
FNB Gas, „Netzentwicklungsplan Gas 2022 – 2032 Szenariorahmen“, 2021
17. European Hydrogen Backbone, 2020
Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, D.; Buseman, M. „European Hydrogen Backbone How a dedicated hydrogen infrastructure can be created“, 2020
18. European Hydrogen Backbone, 2021
Jens, J.; Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, D.; Buseman, M., „Extending the European Hydrogen Backbone A european hydrogen infrastructure vision covering 21 countries“, 2021
19. Cardella, U.; Decker, L.; Sundberg, J.; Klein, H., 2017
Int. J. Hydrogen Energy, 2017, 42(17), 12339-12354
20. Berstad, D., 2018
D. Berstad, „Technologies for Hydrogen Liquefaction“, Gasskonferansen, Trondheim, 11 April, Trondheim, 2018
21. Olah, G.A.; Goepfert, A.; Prakash, G.K.S., 2009
J. Org. Chem. 2009, 74, 2, 487–498

- <https://doi.org/10.1021/jo801260f>
22. Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., 2014
Bertau, M.; Offermanns, H.; Plass, L.; Schmidt, F.; Wernicke, H.J., „Methanol: The Basic Chemical and Energy Feedstock of the Future“, ed. M. Bertau, H. Offermanns, L. Plass, F. Schmidt and H.-J. Wernicke, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2014
 23. H2Global, 2021
Präsentation „Die weltweite Energiewende gestalten“. H2 Global, August 2021.
 24. Hank, C. et al., 2020
C. Hank et al., „Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity, Sustainable Energy & Fuels“, 2020, Advance Article
 25. Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., 2015
Demirel, Y.; Matzen M.; Alhajji, M., J. Adv. Chem. Eng., 2015, 5(3), 128.
 26. Prognos AG, 2020
Prognos AG (2020): Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe.
 27. Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., 2017
Bailera, M.; Lisbona, P.; Romeo, L. M.; Espatolero, S., „Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂“, 2017, Renewable and Sustainable Energy Reviews 69292–312. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.
 28. Wasserstoffoffensive Kreis Düren, 2021
Kreis Düren, „Wasserstoff Offensive Kreis Düren“, 2021
 29. Michalski et al., 2017
Michalski et al., „Hydrogen generation by electrolysis and storage insalt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition“, 2017
<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.02.102>
 30. Agora, 2021
Agora Energiewende and Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂. Conclusions drawn by Agora Energiewende. In: Agora Energiewende and Guidehouse (2021): Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂.

31. Forschungsnetzwerk Bioenergie, 2021
BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie: „Stellungnahme Biomasse und Bioenergie als Teil der Wasserstoffwirtschaft“, 2021

Fußnoten

- 1) <https://www.dbfz.de/forschung/forschungsinfrastruktur> (09.03.2022)
- 2) <https://www.membrane-separation.com/en/media/press-releases/extracting-hydrogen-from-natural-gas-networks-147522.html>
- 3) <https://www.dnv.com/news/dnv-awards-ict-aip-for-new-liquid-hydrogen-membrane-containment-system-202079>
<https://www.h2-view.com/story/south-korean-consortium-gains-approval-in-principle-for-liquid-hydrogen-tank-for-ships/>
- 4) <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/wasserstoff-speichern> (09.03.2022)
- 5) <https://h2cast.com/de> (09.03.2022)
- 6) <https://www.gasunie.nl/en/news/successful-start-of-hydrogen-storage-demonstration-project-strengthens-hydrogen-development> (09.03.2022)
- 7) Zum aktuellen Zeitpunkt (März 2022) muss allerdings darauf verwiesen werden, dass durch die aktuell stattfindende Preisexplosion der fossilen Energieträger, die hier genannten Preise für grauen Wasserstoff unter einem sehr viel günstigeren Preisniveau ermittelt wurden.
- 8) <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/12/20211223-900-millionen-euro-fuer-wasserstoffprojekt-h2global.html> (09.03.2022)
- 9) Zum aktuellen Zeitpunkt (März 2022) muss darauf verwiesen werden, dass fossile Energieträger momentan eine Preisexplosion erfahren und der Markt ausgesprochen volatil ist. Diese Unsicherheit wird wahrscheinlich den globalen Ausbau und Handel erneuerbarer Energien und Energieträger beschleunigen.
- 10) <https://www.boerse.de/rohstoffe/Co2-Emissionsrecht/Preis/XC000A0C4KJ2> (09.03.2022)