

SEPTEMBER 2022

GRÜNER WASSERSTOFF ALS INVESTMENT – VOM HYPE ZUM BOOM

EIN ÜBERBLICK ÜBER DAS THEMA WASSERSTOFF AUS MAKRO-
ÖKONOMISCHER, TECHNOLOGISCHER, REGULATORISCHER UND
MARKTSPEZIFISCHER SICHT



WILLKOMMEN

Die Unterzeichnung des Pariser Abkommens, mit dem sich mehr als 190 Staaten zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 Grad Celsius verpflichtet haben, liegt jetzt sieben Jahre zurück. Die UN-Klimakonferenz von 2015 gilt immer noch als Meilenstein für den globalen Klimaschutz. Unter Wissenschaftlern mehren sich jedoch Zweifel, ob die in Paris vereinbarten Ziele überhaupt noch erreichbar sind.



Grüner Wasserstoff spielt eine wesentliche Rolle in der Dekarbonisierung der Portfolios institutioneller Investoren

In ihrem jüngsten „State of the Global Climate“ Bericht warnt die Weltorganisation für Meteorologie, dass die Durchschnittstemperatur in den nächsten vier Jahren zeitweise schon um mehr als 1,5 Grad über das vorindustrielle Niveau steigen könnte – die Wahrscheinlichkeit, dass dies bis 2026 mindestens einmal passiert, sieht sie bei 50 %. Als Politiker und Experten in Paris zusammenkamen, galt dies noch als so gut wie unmöglich. Die Zeit, die uns noch bleibt, um die Wirtschaft zu dekarbonisieren, läuft viel schneller ab als erwartet.

Die Auswirkungen der vom Menschen verursachten globalen Erwärmung bekommen wir schon heute immer wieder zu spüren, zum Beispiel in der alarmierenden Häufung von Hitzewellen, Stürmen, Starkregen oder Dürrephasen. Jahr für Jahr bedrohen die Folgen des Klimawandels die Lebensgrundlagen von Menschen und zerstören Vermögenswerte in Milliardenhöhe. Damit wächst auch der Druck auf institutionelle Anleger, ihre Portfolios im Einklang mit der EU-Verordnung über nachhaltigkeitsbezogene Offenlegungspflichten im Finanzdienstleistungssektor (SFDR) und den Vorgaben der EU-Taxonomie zu dekarbonisieren.

Die KGAL ist davon überzeugt, dass grüner Wasserstoff in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle spielen wird. Warum das so ist, erläutern wir in diesem Whitepaper. Darüber hinaus kann grüner Wasserstoff einen Beitrag zu einer sicheren und unabhängigen Energieversorgung in Europa leisten – ein Ziel, das seit dem Krieg in der Ukraine noch größere Bedeutung erlangt hat.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff für den Klimaschutz ist ein dynamisches Forschungsgebiet. Um das Thema umfassend zu analysieren und sein volles Potenzial zu erfassen, bedarf es gebündelter Expertise aus verschiedenen Disziplinen. Deshalb haben wir für dieses Whitepaper mit hochrangigen Experten von Roland Berger, Fraunhofer ISE, Aurora und Watson Farley & Williams zusammengearbeitet. Ihre Schlussfolgerungen untermauern die Einschätzungen der KGAL zur Entwicklung des Wasserstoffmarktes.

Es ist an der Zeit zu handeln!



MICHAEL EBNER,
Managing Director Sustainable
Infrastructure KGAL



THOMAS ENGELMANN,
CFA, CAIA
Head of Energy Transition KGAL

ZUSAMMENFASSUNG

Der Wandel zu einer klimaneutralen Gesellschaft und Wirtschaft ist die wohl größte Herausforderung des Jahrhunderts. In weiten Teilen der Industrie, der Landwirtschaft oder auch des Seefrachtsektors ist eine Dekarbonisierung nur durch den Einsatz von grünem Wasserstoff möglich. Er spielt eine Schlüsselrolle bei der Senkung der CO₂-Emissionen dieser Sektoren auf netto Null. Die vielen Ankündigungen neuer H₂-Projekte zeigen, dass

sich diese Ansicht immer mehr durchsetzt. Dadurch gewinnt das Thema Wasserstoff auch für Anleger an Bedeutung. In diesem Whitepaper beleuchten wir den aktuellen Entwicklungsstand aus allen für Investoren relevanten Perspektiven. Angesichts der Komplexität der Materie hat die KGAL führende Experten aus verschiedenen Fachgebieten dazu eingeladen, ihre Erkenntnisse einzubringen. Einige ihrer Hauptaussagen lesen Sie hier.



WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Obwohl grüner Wasserstoff ein wichtiger Baustein für die Klimaneutralität ist, ist die weltweit installierte Elektrolyseleistung mit nur 0,5 GW noch sehr begrenzt. Unter dem Netto-Null-Emissionen-Szenario müsste bis 2030 eine zusätzliche Leistung von 850 GW installiert werden. Ein massiver Ausbau der Infrastruktur für grünen Wasserstoff ist erforderlich – und steht unmittelbar bevor. Mit der Skalierung der industriellen Lieferkette und dem zunehmenden Reifegrad der Projekte nennt Roland Berger drei Schlüsselfaktoren für den Projekterfolg: die Risikominderung durch eine gesicherte Abnahme, den Zugang zu wettbewerbsfähigen erneuerbaren Energien und ein tragfähiges Transportsystem.

TECHNOLOGISCHER RAHMEN

Wasserstoff ist die entscheidende Zutat für die Herstellung nachhaltiger und speicherbarer synthetischer Energieträger oder Chemikalien über den sogenannten Power-to-X-Pfad. Eine ganze Palette von Farben, von gelb über blau bis rosa, wird verwendet, um die verschiedenen Ansätze zu klassifizieren – wirklich nachhaltig ist jedoch nur grüner Wasserstoff, wie das Fraunhofer ISE betont. Die erforderlichen Produktions- und Transportverfahren für grünen Wasserstoff sind technisch realisierbar und bereit für die großtechnische Anwendung. In den kommenden Jahren werden die Produktionsmengen und die Systemeffizienz durch innovative Reaktor-, Prozess- und Katalysatorkonzepte, einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien sowie neue Transport- und Speicheroptionen erheblich steigen.

DIE KOSTEN VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Grüner Wasserstoff wird durch die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt. Aurora Energy hat vier Geschäftsmodelle für die Herstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren untersucht: inflexible und flexible Elektrolyseure im Netzbetrieb sowie Elektrolyseure mit einem lokalen Generator für erneuerbaren Strom ohne Netzanschluss (Inselbetrieb) und mit Netzanschluss. Die Wirtschaftlichkeit der Produktion von grünem Wasserstoff hängt stark von der Projektkonstellation

und dem Markt ab. Im Allgemeinen prognostiziert Aurora Energy jedoch, dass die Kosten unter die von blauem Wasserstoff fallen werden. In Ländern wie Spanien und Norwegen wird dies wahrscheinlich in den 2030er Jahren der Fall sein. Um diese Zeitspanne zu überbrücken, müssen die Regierungen den Sektor mit gezielten Maßnahmen und Subventionen unterstützen.

REGULIERUNGSRAHMEN

Das deutsche Quotensystem für Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und die EU-Richtlinie RED II sind gute Beispiele dafür, wie die Nachfrage nach grünem Wasserstoff durch den Regulierungsrahmen stimuliert wird: Beide Regelwerke verpflichten bestimmte Marktteilnehmer (z. B. Kraftstoffhersteller, Stahlproduzenten, Fluggesellschaften) dazu, ihre CO₂-Emissionen zu reduzieren, und erlauben die Anrechnung der Verwendung von grünem Wasserstoff auf diese Quote. Watson Farley & Williams prognostizieren, dass diese ersten Schritte zur Entwicklung eines Regulierungsrahmens für grünen Wasserstoff einen positiven Dominoeffekt auslösen werden. Ihrer Ansicht nach werden dadurch mehr Länder eigene Rahmenwerke für den Einsatz von Wasserstoff aufsetzen oder weiterentwickeln.

ANLAGEOPTIONEN

Der schnelle Reifungsprozess der Märkte für grünen Wasserstoff weckt zunehmend das Interesse institutioneller Anleger. Die KGAL geht davon aus, dass illiquide Investments erheblich an Bedeutung gewinnen werden, da sie unverzichtbar für die Finanzierung der Umstellung auf eine kohlenstoffarme Wirtschaft sind. Erstens bieten grüne Wasserstoffprojekte attraktives Renditepotenzial und zweitens stellen sie eine ideale Ergänzung für ein bestehendes Erneuerbare-Energie-Portfolio dar, da sie Strom aus erneuerbaren Quellen beziehen und nutzen. Momentan konzentrieren sich die Anlagemöglichkeiten auf opportunistische und Value-Add-Strategien. Core-Plus-Investments werden in wenigen Jahren folgen. Angesichts der unsicheren Energieversorgung und der Risiken des Klimawandels ist der jetzige Zeitpunkt ideal für einen Einstieg in den Markt für grünen Wasserstoff.

MITWIRKENDE

KAPITEL 1

ROLAND BERGER



Roland Berger ist die einzige Strategieberatung europäischer Herkunft mit einer starken internationalen Präsenz. Als unabhängige Firma im alleinigen Besitz ihrer Partnerinnen und Partner ist Roland Berger mit 50 Büros in allen wichtigen Märkten präsent. Die 2.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zeichnet eine einzigartige Kombination aus analytischem Denken und empathischer Einstellung aus. Angetrieben von den Werten Unternehmergeist, Exzellenz und Empathie ist Roland Berger überzeugt davon, dass die Welt ein neues nachhaltiges Paradigma benötigt, das den gesamten Wertschöpfungskreislauf im Blick hat. Durch die Arbeit in kompetenzübergreifenden Teams über alle relevanten Branchen und Geschäftsfunktionen hinweg bietet Roland Berger weltweit die beste Expertise, um die tiefgreifenden Herausforderungen unserer Zeit heute und morgen erfolgreich zu meistern.



KAPITEL 2

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE



Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE ist mit fast 1.400 Mitarbeitenden das größte Solarforschungsinstitut in Europa. Es schafft technische Voraussetzungen für eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung, sowohl in Industrie- als auch in Schwellen- und Entwicklungsländern. In den Forschungsschwerpunkten Energiegewinnung, Energieeffizienz, Energieverteilung und Energiespeicherung trägt es zur breiten Anwendung neuer Technologien bei. Im Bereich Wasserstofftechnologien forscht das Institut zur Erzeugung, Wandlung und thermochemischen Weiterverarbeitung von Wasserstoff. Die Technologieentwicklung im Bereich Thermochemische Prozesse trägt zur Senkung der Emissionen aus der Synthese, dem Transport und der Nutzung nachhaltig hergestellter Kraftstoffe, Energieträger und Chemikalien entlang der gesamten Wertschöpfungskette bei. Innovative Lösungen in den Bereichen Verfahrenstechnik und Katalysatorentwicklung, Wirtschafts- und Nachhaltigkeitsbewertung sowie Prozesssimulation leisten einen bedeutenden Beitrag zum Erfolg der weltweiten Energiewende.



KAPITEL 3

AURORA ENERGY RESEARCH



Aurora wurde von Professoren und Ökonomen der Universität Oxford gegründet, um die steigende Nachfrage nach hochwertigen Daten und Fakten zum Energiemarkt zu bedienen, und hat sich zum größten Anbieter von Strommarktanalysen in Europa entwickelt. Aurora verfügt über ein breit aufgestelltes Team von rund 250 Experten mit weitreichendem Energie-, Finanz- und Beratungshintergrund, deren gemeinsames Ziel es ist, Marktteilnehmern zu helfen, sinnvolle langfristige strategische Entscheidungen zu treffen. Auroras großes Team von Energiemarktexperten erstellt wichtige Analysen für fast alle großen Marktteilnehmer in Europa und Australien. In den vergangenen fünf Jahren hat Aurora mehr als 200 Transaktionen mit einem Gesamtvolumen von über 30 Mrd. € als kommerzieller Strategie- und Marktberater begleitet. Die regelmäßigen Prognosen und Analysen von Aurora werden von mehr als 550 Unternehmen abonniert.

KAPITEL 4

WATSON FARLEY & WILLIAMS

WATSON FARLEY & WILLIAMS

Watson Farley & Williams ist eine internationale Großkanzlei, die ihre Mandanten bei komplexen Transaktionen und Rechtsstreitigkeiten durch lokales Wissen und ein integriertes internationales Netzwerk berät. Watson Farley & Williams wurde 1982 gegründet. Die mehr als 170 Partner/innen und 550 Anwälte und Anwältinnen der Kanzlei sind aus 17 Büros in aller Welt heraus tätig. Die Kanzlei hat einen starken Branchenschwerpunkt und verbindet technische Exzellenz mit fundiertem Branchenwissen in den Bereichen Energie, Transport und Immobilien. Watson Farley & Williams LLP hat eine spezialisierte Wasserstoffgruppe, die Mandanten in Europa, Asien und der MENA-Region in rechtlichen Fragen rund um das Thema Wasserstoff vertritt.



KAPITEL 5

KGAL



Die KGAL ist ein führender unabhängiger Investment- und Asset-Manager mit einem betreuten Investitionsvolumen von mehr als 16,5 Milliarden Euro. Der Schwerpunkt der Investments liegt auf langfristigen Realkapitalanlagen für institutionelle und private Investoren in Sustainable Infrastructure, Real Estate und Aviation. Die KGAL investiert seit 2003 im Erneuerbare-Energie-Sektor und verwaltet in diesem Bereich aktuell ein Anlagevermögen von rund 3,2 Mrd. €. Das Unternehmen betreibt 74 Solarparks, 51 Windparks und vier Wasserkraftwerke in zehn europäischen Ländern. Das 60-köpfige Renewables Team der KGAL besteht zur Hälfte aus Asset-Management-Experten. Ein Teil des Teams beschäftigt sich ausschließlich mit Investitionsmöglichkeiten im Bereich grüner Wasserstoff.

INHALT

KAPITEL 1

INVESTITIONEN IN GRÜNEN WASSERSTOFF – WEGBEREITER FÜR SAUBERE ENERGIE UND EINE NACHHALTIGERE INDUSTRIE

SEITE

09	1.1	Grüner Wasserstoff: Ein wesentlicher Baustein der Klimaneutralität
10	1.2	Investitionen in Wasserstofftechnologie und Real Assets auf dem Vormarsch
12	1.3	Grüner Wasserstoff als Real Asset: die Anlagechance

KAPITEL 2

DER TECHNISCHE RAHMEN FÜR DIE HERSTELLUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF UND SEINEN DERIVATEN

15	2.1	PtX und potenzielle Verfahren für die großtechnische Produktion von Wasserstoff
17	2.2	Herstellung von grünem Wasserstoff
18	2.3	Wasserbereitstellung durch Meerwasserentsalzung
19	2.4	Synthese von Ersatzbrennstoffen und Chemikalien
21	2.5	Bereitstellung von Kohlenstoff und Stickstoff
23	2.6	Zwischenlagerung von Wasserstoff und flexible Synthese
24	2.7	Produktlagerung, Transport und Rückverstromung

KAPITEL 3

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON (GRÜNEN) WASSERSTOFFANWENDUNGEN

27	3.1	Nachfrage nach (grünem) Wasserstoff
28	3.2	Bereitstellung und Produktionskosten von (grünem) Wasserstoff
32	3.3	Geschäftsmodelle für grünen Wasserstoff

KAPITEL 4

KURZÜBERBLICK ÜBER DIE REGULIERUNGSSITUATION

38	4.1	Regulierungsinstrumente zur Förderung von grünem Wasserstoff
39	4.2	Das EU-Gesetzespaket „Fit for 55“
40	4.3	Praxisbeispiel: Das Bundesimmissionsschutzgesetz in Deutschland
41	4.4	Zusammenfassung und Ausblick

KAPITEL 5

GRÜNER WASSERSTOFF ALS AUSSICHTSREICHES ANLAGETHEMA FÜR (IMPACT-) INVESTOREN

43	5.1	Überblick über Anlageprodukte mit Schwerpunkt grüner Wasserstoff
45	5.2	Risiko-Ertrags-Profil
47	5.3	Kundenbedarf und Ausblick
49		Abkürzungen in alphabetischer Reihenfolge
50		Literaturverzeichnis
52		Die Sustainable Infrastructure Expertise der KGAL

1



ROLAND
BERGER

DIE AUTOREN:



UWE WEICHENHAIN,
Partner, Global Hydrogen Lead



CHRISTOPHER SCHMITT,
Principal

INVESTITIONEN IN GRÜNEN WASSERSTOFF – WEGBEREITER FÜR SAUBERE ENERGIE UND EINE NACHHALTIGE INDUSTRIE

1.1 GRÜNER WASSERSTOFF: EIN WESENTLICHER BAUSTEIN DER KLIMANEUTRALITÄT

Die Dekarbonisierung unserer Gesellschaft und Wirtschaft ist die transformative Herausforderung dieses Jahrhunderts. Mit ihrem Green Deal hat die Europäische Union (EU) den Übergang zur Klimaneutralität beschleunigt. Die EU will Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent machen und hat sich dazu verpflichtet, die Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken.

Um diesen tiefgreifenden Wandel hin zu einer klimafreundlichen Wirtschaft zu erreichen, muss das Energiesystem in einer Weise umgestaltet werden, die weit über die stärkere Einspeisung erneuerbarer Energie in das Stromnetz hinausgeht. Grüne Energie ist zwar inzwischen ein wesentlicher Bestandteil des Energiemixes – der Stromanteil am gesamten Energieverbrauch ist jedoch immer noch begrenzt. Im Jahr 2020 hatten erneuerbare Energien einen Anteil von 38 % am gesamten europäischen Strommix. Damit haben sie die fossilen Brennstoffe überholt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtwirtschaft unter Berücksichtigung des Verkehrssektors sowie der Wärme- und Kälteerzeugung war mit rund 22 % jedoch deutlich niedriger. Grund dafür

sind mehrere strukturelle Herausforderungen. Wirtschaftszweige wie die Schwerindustrie, die einen enormen Energiebedarf für die Verarbeitung von Wärme aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe haben, sind notorisch schwer zu elektrifizieren. Das gleiche gilt für den Schwertransport. Außerdem mangelt es an der nötigen Netzinfrastruktur, um den grünen Strom vom Erzeugungsort zum Verbraucher zu transportieren.

Hier kommt dem grünen Wasserstoff eine Schlüsselrolle zu. Er kann als erneuerbarer Brennstoff oder Rohstoff in allen wichtigen CO₂-emittierenden Sektoren eingesetzt werden – auch dort, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist. Durch die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Energiequellen wird grüner Strom als Energieträger leichter speicher- und transportierbar, was eine Sektorkopplung ermöglicht. Neben grünem Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird, gibt es alternative Technologien zur Herstellung von Wasserstoff mit geringem Kohlenstoffgehalt (sogenannter sauberer Wasserstoff).

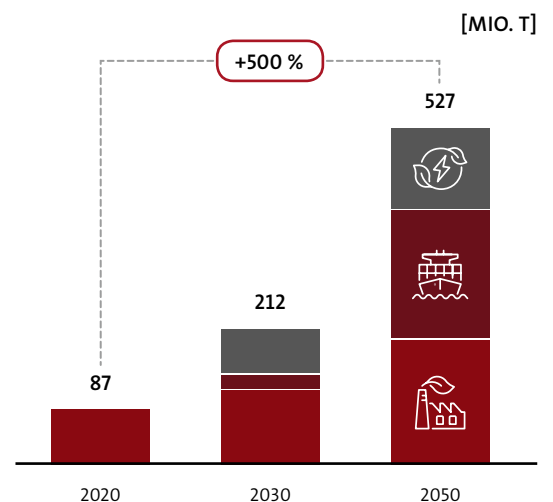
Dazu gehören blauer Wasserstoff, der aus fossilen Quellen, aber mit CO₂-Abscheidung hergestellt wird, und rosa Wasserstoff, der mit Hilfe der Elektrolyse aus Atomkraft gewonnen wird (die Technologie eines Elektrolyseurs wird in Kapitel 2 näher erläutert).

ABB. 1: DIE ROLLE UND NOTWENDIGKEIT VON WASSERSTOFF BEI DER DEKARBONISIERUNG

OHNE SAUBEREN WASSERSTOFF GIBT ES KEINE VOLLSTÄNDIGE DEKARBONISIERUNG VON ...

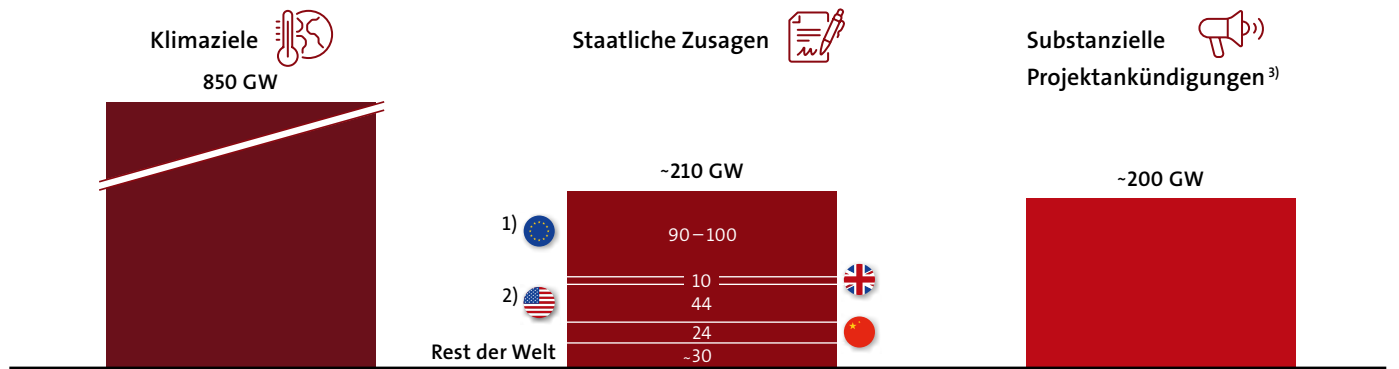
INDUSTRIE	MOBILITÄT	ENERGIE
<p>Sauberer Rohstoff für ...</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grüne Düngemittel • Grünen Stahl • Grüne Kunststoffe 	<p>Sauberer Brennstoff für ...</p> <ul style="list-style-type: none"> • Emissionsfreien Schiffsverkehr • Nachhaltige Luftfahrt • Sauberen Straßenverkehr 	<p>Sauberer Brennstoff und Energiespeicherung für ...</p> <ul style="list-style-type: none"> • 100 % grünen Strommix • 100 % dekarbonisierte Heizsysteme

H₂-VERBRAUCH IM NETTO-NULL-EMISSIONEN (NZE)-SZENARIO DER IEA



Quelle: IEA, Roland Berger

ABB. 2: ELEKTROLYSEKAPAZITÄT BIS 2030 (GW)



- Nach Schätzungen der IEA werden bis 2030 insgesamt **ca. 850 GW** installierte Elektrolysekapazität erforderlich sein, um das im Pariser Abkommen festgelegte 1,5-Grad-Ziel zu erreichen

- Die Regierungen haben sich zum Ausbau der Elektrolysekapazität auf insgesamt **ca. 200+ GW** in diesem Jahrzehnt verpflichtet – die EU ist der Spitzenreiter mit 90-100 GW

- Die Kapazität der aktuell angekündigten Projekte beläuft sich auf **ca. 250 GW**, wobei sich viele bislang auf Pressemeldungen beschränken – Projekte mit einer geplanten Gesamtkapazität von **ca. 200 GW** sind realistisch und detaillierter ausgearbeitet

1) Der REPowerEU Aktionsplan der Europäischen Kommission sieht einen Wasserstoff-Accelerator vor: eine jährliche Produktion von 10 Millionen Tonnen erneuerbarem Wasserstoff innerhalb der EU bis 2030 – das erfordert eine Elektrolysekapazität von ca. 90-100 GW; 2) Auf Basis der Szenarioberechnung der IEA, ohne eine klare Zusage der US-Regierung; 3) Stand: September 2022; Quelle: IEA, nationale Wasserstoffstrategien, eigene Recherchen, Roland Berger

Sauberer Wasserstoff kann als Brennstoff in Industrie- oder Mobilitätsanwendungen verwendet oder in einer Brennstoffzelle in Strom zurückgewandelt werden. Als Rohstoff kann sauberer Wasserstoff grauen Wasserstoff in industriellen Verfahren ersetzen, zum Beispiel in Raffinerien. Geht man noch einen Schritt weiter, so können saubere Wasserstoffderivate wie Ammoniak, Methanol oder E-Fuels auf Fischer-Tropsch-Basis als nachhaltige Ausgangsmaterialien und Brennstoffe dienen. So kann beispielsweise grünes Ammoniak zur Herstellung von Düngemitteln verwendet werden, während aus grünem Wasserstoff hergestellter synthetischer Flugzeugkraftstoff in der Luftfahrt fossiles Kerosin ersetzen kann.

Massiver Ausbau der Infrastruktur für grünen Wasserstoff erforderlich

Die Bekämpfung des Klimawandels erfordert einen erheblichen Ausbau der Elektrolysekapazitäten für die industrielle Produktion von grünem Wasserstoff sowie einen entsprechenden Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien für den Betrieb der Elektrolyseanlagen. An erster Stelle stehen hier Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windkraft. Trotz des Hypes um grünen Wasserstoff ist die weltweit installierte Elektrolysekapazität mit etwa 0,5 GW immer noch sehr begrenzt. Vergleicht man dies mit der Kapazität, die zur Erreichung der Klimaneutralität erforderlich ist, wird sofort deutlich, wie groß die Herausforderung ist.

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) müssten bis 2030 ganze 850 GW an Elektrolysekapazität in Betrieb sein, um das Netto-Null-Emissionsszenario zu erreichen. Angesichts der entscheidenden Rolle, die grüner Wasserstoff für eine saubere

Energiewende spielt, haben politische Entscheidungsträger auf der ganzen Welt ihre Bemühungen verstärkt, den Markthochlauf zu unterstützen, und sich zu ehrgeizigen Zielen für den Ausbau der Elektrolysekapazitäten um insgesamt etwa 200 GW bis 2030 verpflichtet. Mit großen Anstrengungen auf Ebene der nationalen Regierungen und der EU hat sich Europa an die Spitze dieser Bewegung gesetzt. Durch das jüngste RePowerEU-Paket, mit dem die Europäische Kommission angesichts des Ukraine-Kriegs Europas Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten aus Russland erreichen will, hat sich die Dynamik in diesem Bereich nochmals verstärkt. Das Paket sieht eine Verdopplung des bisherigen Ziels für die Nutzung von grünem Wasserstoff in der EU auf 200 Mio. Tonnen bis 2030 vor, wobei dieser Wasserstoff sowohl aus heimischer Produktion als auch aus Importen stammen soll. Der durch glaubwürdige Projektankündigungen in Aussicht gestellte Ausbau der Elektrolysekapazität beläuft sich auf rund 200 GW bis 2030. Diese Momentaufnahme zeigt zwar, dass die Initiierung und Entwicklung tragfähiger Projekte eine zentrale Herausforderung darstellt. Gleichzeitig verdeutlicht sie aber auch die beträchtlichen Möglichkeiten und Wachstumspotenziale für Real-Asset-Investoren, die durch die Beteiligung an neuen Projekten helfen können, die Ausbauziele zu erreichen.

1.2 INVESTITIONEN IN WASSERSTOFF-TECHNOLOGIE UND REAL ASSETS AUF DEM VORMARSCH

Aus der Perspektive des Finanzinvestors betrachtet, folgt die in der Entstehung befindliche grüne Wasserstoffwirtschaft dem typischen Muster von Industrien in der Frühphase ihrer Entwicklung.

In den vergangenen Jahren lag der strategische Schwerpunkt der Investoren vor allem auf Technologieunternehmen mit starken geistigen Eigentumsrechten und technischer Kompetenz, die für die Herstellung von grünen Wasserstoffanlagen im großtechnischen Maßstab erforderlich sind. Diese technologieorientierten Investitionen deckten die gesamte Wertschöpfungskette ab. Im vorgelagerten Bereich richtete sich das Anlegerinteresse in erster Linie auf die Hersteller von Elektrolyseuren. Im Midstream-Bereich lag der Schwerpunkt der Investitionstätigkeit auf Anbietern von Technologien für die Umwandlung, die Speicherung und den Transport von Wasserstoff. In den nachgelagerten Segmenten richtete sich die Aufmerksamkeit der Investoren vor allem auf Unternehmen, die Technologien für diverse Endanwendungen bereitstellen, von Mobilitäts- bis hin zu stationären Brennstoffzellenanwendungen. Die Branche hat erhebliche Investitionen in unterschiedlichen Formen erhalten, von privaten Finanzierungsrunden über Börsengänge im Start-up-Bereich bis hin zu Ausgliederungen des Wasserstoffgeschäfts aus etablierten Technologieunternehmen und Konglomeraten. Das geschäftliche Potenzial der Energiewende hat die Bewertungen der börsennotierten Wasserstofftechnologie-Unternehmen bis 2020 stark in die Höhe getrieben. Nach vorübergehenden Rückschlägen im Jahr 2021 und einer insgesamt erhöhten Volatilität aufgrund makroökonomischer Ungewissheit haben sich die Bewertungen zuletzt wieder erholt. Aktuell notieren Wasserstoffaktien um rund 65 % über dem Niveau von Anfang 2020.

Infolgedessen verfügt die Industrie jetzt über eine ausreichende Kapitalausstattung, um ihre Produktionskapazitäten massiv auszubauen und von der Kleinserienfertigung zur Massenproduktion überzugehen. Die Elektrolyseur-Industrie ist ein gutes Beispiel dafür: Den Ankündigungen der weltweiten Hersteller zufolge wird sich die weltweite jährliche Produktionskapazität mehr als versechsfachen – von rund 7 GW im Jahr 2022 auf rund 47 GW im Jahr 2025.

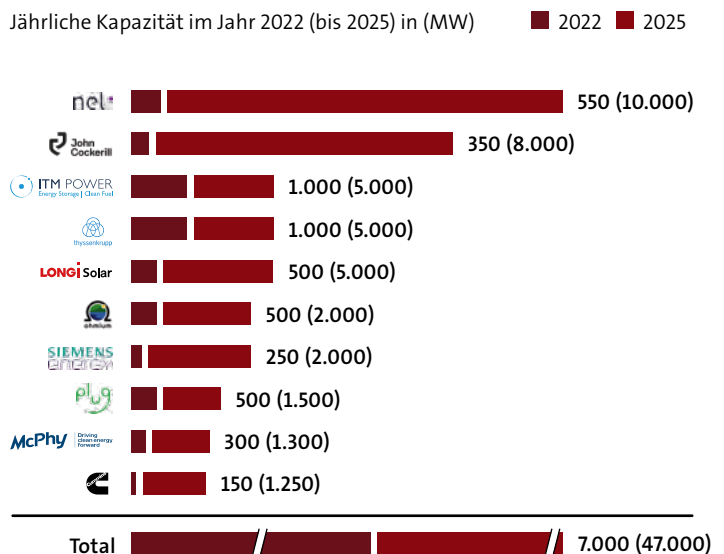
Durchbruch bei Investitionen in Großprojekte

Voraussetzung für den nächsten Schritt in der Skalierung der grünen Wasserstoffwirtschaft ist der Einsatz der Technologie in Projekten für eine groß angelegte Produktion von grünem Wasserstoff. Dadurch verlagert sich die Aufmerksamkeit der Finanzinvestoren zunehmend in den Real-Asset-Bereich. Dieser umfasst in erster Linie große integrierte Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und der Produktion von grünem Wasserstoff, aber auch angrenzende Investitionsbereiche. Da grüner Wasserstoff häufig nicht das Endprodukt ist, liegt der Fokus auf den nachfolgenden Schritten der Derivateproduktion, z. B. grünem Ammoniak oder Methanol. Darüber hinaus gibt es keine etablierten, einsatzfähigen Transportketten für grünen Wasserstoff. Folglich können sich Investitionen in die Transportinfrastruktur, wie z. B. Umschlagterminals und sogar Schiffe, lohnen und eine Voraussetzung dafür sein, dass Produktionsprojekte in Gang kommen und Angebot und Nachfrage besser aufeinander abgestimmt werden.

ABB. 3: AKTIENMARKTPERFORMANCE VON WASSERSTOFFTECHNOLOGIE-UNTERNEHMEN

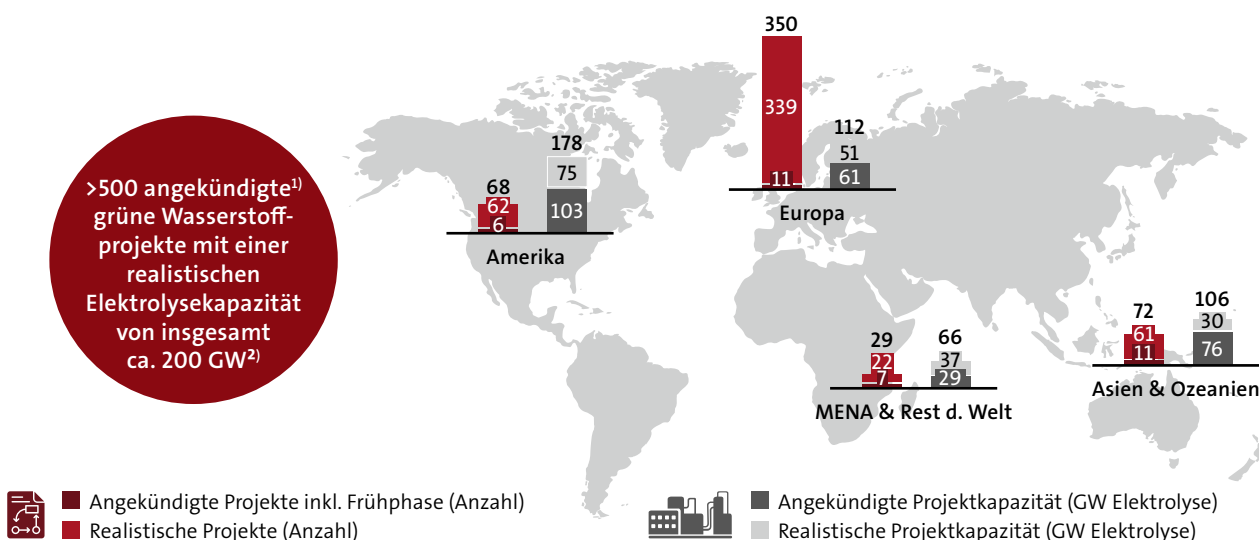


ABB. 4: ERWARTETE KAPAZITÄT AUSGEWÄHLTER ANBIETER FÜR DIE PRODUKTION VON ELEKTROLYSEUREN



1) Vontobel-Zertifikat auf Solactive Hydrogen Top Selection Index, bestehend aus 15 Unternehmen aus Industrieländern, die im Wasserstoffsektor tätig sind; Quelle: Unternehmensankündigungen, Vontobel, Presserecherchen, Roland Berger

ABB. 5: ANGEKÜNDIGTE GRÜNE WASSERSTOFFPROJEKTE



1) Stand: September 2022, inkl. Frühphasen-Projekte (z. B. Presseerklärung); 2) für einige angekündigte grüne Wasserstoffprojekte liegen noch keine Angaben zur Elektrolysekapazität vor; Quelle: IEA, eigene Recherchen, Presseerklärungen

Die Ankündigungen von grünen Wasserstoffprojekten nehmen sprunghaft zu und folgen einem auffälligen geografischen Muster. Europa ist führend bei der Anzahl der Projekte – im Schnitt sind die angekündigten Projekte hier jedoch relativ klein.

Umgekehrt gibt es Ankündigungen von Großprojekten, meist mit klarer mittelfristiger Exportorientierung, in Regionen der Welt, in denen die Stromgestehungskosten (LCOE) sehr niedrig sind, nämlich in Südamerika, Afrika, dem Nahen und Mittleren Osten und Ozeanien.

1.3 GRÜNER WASSERSTOFF ALS REAL ASSET: DIE ANLAGECHANCE

In der aktuellen, frühen Marktphase ist grüner Wasserstoff kein liquides, weltweit handelbares Produkt im Sinne eines grünen Rohstoffs. Vielmehr wird der Markt derzeit von Projekten für den Eigenbedarf, d.h. mit direkt angeschlossenen Verbrauchern bestimmt. Bei diesen „Captive“-Projekten liegt der Fokus auf integrierten Versorgungsketten, die das Risiko sowohl für die erforderlichen Großinvestitionen in erneuerbare Energien und Elektrolyseure im Upstream-Bereich als auch für den Transport im Midstream-Bereich verringern, indem sie langfristige Abnahmeverträge für den Eigenbedarf abschließen, in der Regel mit einem Anteil an öffentlicher Förderung. Häufig sind strategische Investoren wie Öl- und Gasunternehmen oder industrielle Abnehmer von grünem Wasserstoff die treibenden Kräfte hinter diesen Projekten, sowohl als Entwickler als auch als Eigenkapitalinvestoren im Rahmen größerer Konsortien. Infolge dieser auf Projekte für den Eigenbedarf konzentrierten Marktstruktur sehen wir drei Projekttypen in der entstehenden grünen Wasserstoffwirtschaft:

1. Lokal, klein & mobilitätsorientiert
 2. Lokal, mittelgroß & industrieorientiert
 3. Größer, international & exportorientiert
- Lokale, mobilitätsorientierte Projekte sind in ganz Europa inzwischen relativ weit fortgeschritten und viele europäische Kommunen betreiben bereits Wasserstoffbus-Flotten. Aufgrund der begrenzten Größe dieser Projekte sind sie für Finanzinvestoren jedoch weniger relevant.

Die Projekttypen 2 und 3 sollten aus mehreren Gründen im Fokus der Anleger stehen:

- In Anbetracht der Größenordnung dieser Projekte sind vernünftige Ticketgrößen realisierbar.
- Mit zunehmender Projektreife, also mit dem Übergang vom Reißbrett zur endgültigen Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID), verlagern strategische Investoren ihre Wasserstoffaktivitäten von bilanzwirksamen Innovationsbudgets auf die Projektfinanzierung und sind zunehmend bereit, weitere institutionelle Investoren an Bord zu holen, um das für Investitionen erforderliche Kapital zu mobilisieren.
- Diese Projekte sind in der Regel auf großindustrielle Abnehmer mit soliden Bilanzen ausgerichtet. Das ermöglicht eine Verringerung des Abnehmerisikos und verbessert die Aussichten auf Bankfähigkeit der Projekte.
- Captive-Projekte folgen in der Regel einem schrittweisen Ansatz und starten mit einer mittelgroßen Anlage, die in späteren Jahren entsprechend der Marktentwicklung erheblich erweitert werden kann. Eine Investitionsbeteiligung in der ersten Phase kann entscheidend sein, um sich mit Blick auf die Finanzierung späterer Erweiterungsphasen eine günstige Position zu sichern.

Drei entscheidende Erfolgsfaktoren für Projektinvestitionen

Durch die weltweite Dekarbonisierung der Energiesysteme und die Umstellung auf eine kohlenstoffarme Wirtschaft werden sich neue Möglichkeiten für Sachwertinvestitionen in der grünen Wasserstoffwirtschaft eröffnen. Für institutionelle Investoren ist die Projektlandschaft in diesem Bereich jedoch größtenteils Neuland. Wie in jeder Branche, die sich noch in einer frühen Entwicklungsphase befindet, ist es für den Anlageerfolg entscheidend, die zugrunde liegenden Herausforderungen zu kennen und einen sehr selektiven Ansatz zu verfolgen. Aufgrund der Dominanz der Eigenbedarfsprojekte an diesem Markt benötigen potenzielle Investoren ein tiefgreifendes Verständnis der einzelnen Projekte, um deren kommerzielles Potenzial und Risiken einschätzen zu können. Konkret müssen drei wesentliche Erfolgsfaktoren gegeben sein, damit Projekte eine potenziell lohnende Investitionsmöglichkeit darstellen:

- **Gesicherte Abnahme:** Erste Voraussetzung sind mehrjährige Abnahmeverträge und eine Projektstrukturierung auf der Grundlage tragfähiger Geschäftsmodelle, um eine kommerzielle Risikominderung und letztlich die Bankfähigkeit zu ermöglichen. In der Anfangsphase der Marktentwicklung wird dies in vielen Fällen eine öffentliche Finanzierungskomponente beinhalten, um den Kostenaufschlag für grünen Wasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff aus alten Technologien zu decken.
- **Zugang zu kostengünstigen, leistungsstarken erneuerbaren Energien:** Die Kosten für Strom aus erneuerbaren Energiequellen sind der entscheidende Faktor, der über die Wirtschaftlichkeit

der grünen Wasserstoffproduktion entscheidet. Ein hoher Lastfaktor des Elektrolyseurs ist entscheidend für die optimale Auslastung von Elektrolyseanlagen. In der Praxis lässt sich dies in der Regel am besten durch die Kombination verschiedener erneuerbarer Energiequellen mit komplementären Leistungsprofilen – z. B. Wind und Photovoltaik – sowie durch Speicherlösungen erreichen. Die Wahl strategischer Projektstandorte mit Zugang zu kostengünstiger erneuerbarer Energie und hohen Lastfaktoren ist daher ein entscheidender Faktor für eine Wasserstoffproduktion zu wettbewerbsfähigen Kosten.

- **Tragfähiges Transportsystem:** Die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage über den Transport ist das „fehlende Glied“ in der neuen Wasserstoffwirtschaft – und in der Tat eine der wichtigsten praktischen Hürden für die Markteinführung [ROL].* Stand heute sind im Wesentlichen vier Wasserstofftransporttechnologien denkbar: der Pipelinetransport, die Umwandlung und Rückumwandlung von grünem Ammoniak, flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC) sowie flüssiger Wasserstoff. Es gibt keine Trägertechnologie, die in sämtlichen Anwendungsfällen besser abschneidet als die anderen Technologien. So könnte flüssiger Wasserstoff trotz der beträchtlichen Kosten für Verflüssigung und Kühlung die bessere Option sein, wenn an der Verbrauchsstelle hochreiner flüssiger Wasserstoff benötigt wird. Welche Option für ein bestimmtes Szenario die wirtschaftlichste ist, muss letztlich für jedes Projekt auf der Grundlage eines konkreten Anwendungsfalls ermittelt werden.

ABB. 6: TYPEN VON WASSERSTOFFPROJEKTEN



TYP 1

Kleine & mobilitätsorientierte grüne Wasserstoffprojekte

- 1–10+ MW
- Lokale Produktion von grünem Wasserstoff für Mobilitätsanwendungen, d.h. verbunden mit Wasserstofftankstellen, Maßnahmen zur Flotten-dekarbonisierung, zunehmend (semi-) captive
- In der Regel Netzstromversorgung (grüne Zertifikate)
- Meistens von öffentlich-privaten Initiativen geleitet
- Etabliert und wachsend (EU, JP, USA)

Beispiele: Hydrospider (CH), Zero Emission Valley Auvergne-Rhone-Alpes (FR), Hydrogen Valley South Tyrol (IT)



TYP 2

Projekte zur industriellen Produktion von grünem Wasserstoff vor Ort

- 10–300+ MW
- Lokale/regionale grüne Wasserstoffproduktion am Standort großer industrieller Verbraucher (Raffinerie, Stahl, Düngemittel) als „Hauptlast“, kleinere Mobilitätsabnehmer als Add-on
- In der Regel Netzstromversorgung (grüner Stromabnahmevertrag (PPA))
- Meistens von privaten Entwicklern geleitet
- Wachsende Zahl und Größe, erste Projekte mit bis zu 20 MW in Betrieb (EU, USA)

Beispiele: Raffinerie Pernis (NL), baskischer Wasserstoffkorridor (ES), Refhyne (DE), HyNet North West England (GB)



TYP 3

Zentralisierte Großprojekte für den Export von grünem Wasserstoff („Gigaprojekte“)

- 250+ MW bis Multi-GW
- Regionale/internationale Projekte mit kostengünstiger grüner Produktion von H₂, NH₃, MeOH usw. für den Export (oft in mehreren Phasen). Globale Zusammenführung von Angebot und Nachfrage
- In der Regel an einem Standort, zusätzliche Erneuerbare-Energie-Kapazität
- Meistens von privaten oder staatlichen Entwicklern geleitet
- In der Entstehung, erste endgültige Investitionsentscheidungen in 2022/23 (EU, MENA, AU)

Beispiele: Projekt NEOM (KSA), Aqua-Ventus (DE), HyPort Duqm (OM), H₂ Magallanes (CL), Pilbara Hydrogen Hub (AU)

* Weitere Informationen finden Sie in der Studie zum Wasserstofftransport von Roland Berger: www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Transporting-the-fuel-of-the-future.html

2



FRAUNHOFER
INSTITUT
FÜR SOLARE
ENERGIE-
SYSTEME

DIE AUTOREN:



DR. ACHIM SCHAADT,
Head of Department
Thermochemical Processes



DR. CHRISTOPH HANK,
Research Assistant
Thermochemical Processes



LUCAS EDENHOFER,
Research Assistant
Thermochemical Processes

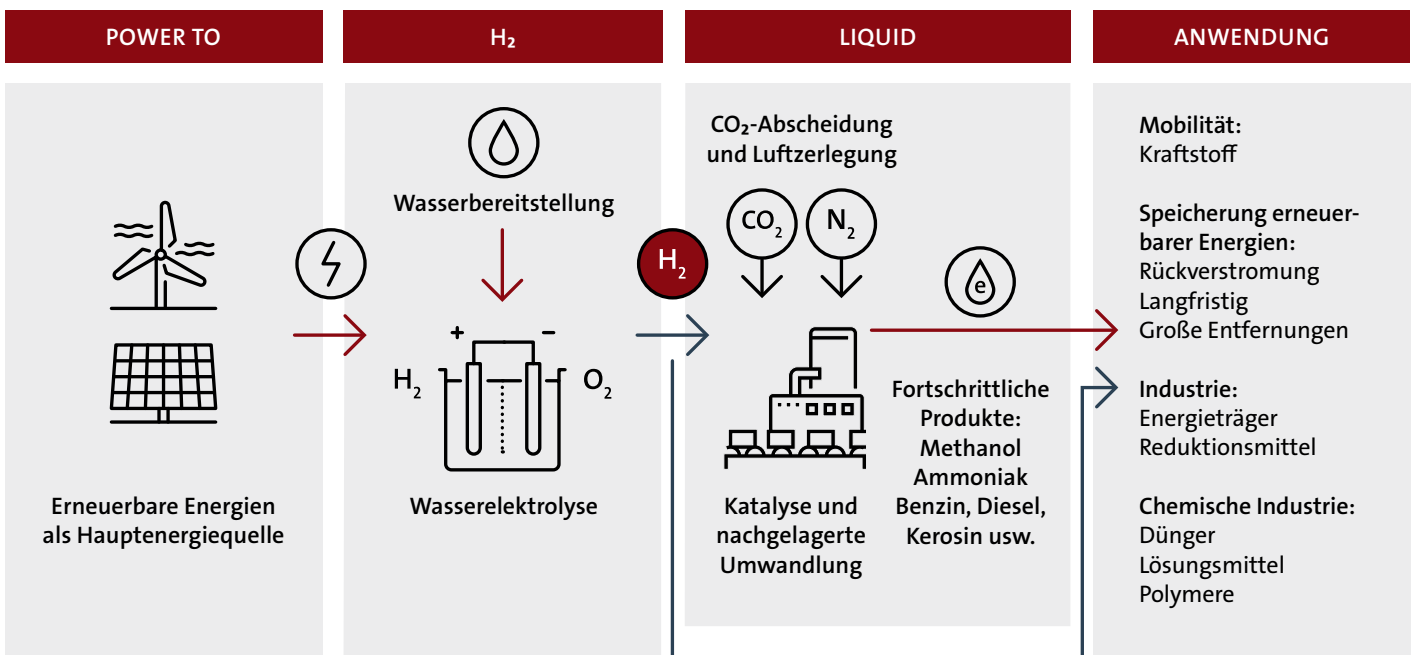
DER TECHNISCHE RAHMEN FÜR DIE HERSTELLUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF UND SEINEN DERIVATEN

2.1 PTX UND POTENZIELLE VERFAHREN FÜR DIE GROSSTECHNISCHE PRODUKTION VON WASSERSTOFF

Die Wirtschaft der Zukunft wird auf erhebliche Mengen nachhaltig produzierten Wasserstoffs angewiesen sein, um hohe Defossilisierungsraten* zu erreichen. Wasserstoff wird die entscheidende Zutat für die Bereitstellung nachhaltiger und speicherbarer synthetischer Energieträger oder Chemikalien sein. Dies kann über verschiedene Power-to-X (PtX)-Pfade erfolgen, wobei sich „P“ auf elektrische Energie und „X“ entweder auf ein Endprodukt (z. B. Methanol, Ammoniak) oder die Produkthanwendung (z. B. Mobilität, Wärme, Strom, Chemikalien) bezieht.

Der grundlegende PtX-Pfad umfasst die Nutzung von Elektrizität zur Herstellung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse. Wasserstoff kann dann direkt verwendet werden, z. B. in Brennstoffzellen oder Gasturbinen zur Stromerzeugung (Power-to-Power), oder er kann fossile Produkte ersetzen, wie z. B. Koks in der Stahlerzeugung. Alternativ wird Wasserstoff mit Stickstoff (N₂) oder abgeschiedenem Kohlendioxid (CO₂) kombiniert und bildet so den Ausgangsstoff für die nachfolgende Umwandlung in gasförmige oder flüssige synthetische Energieträger und Chemikalien. Je nach Zielprodukt und Anwendung sind weitere Umwandlungs- und Reinigungsschritte erforderlich. Die dabei entstehenden Energieträger und Chemikalien können in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden: Methanol in der chemischen Industrie, synthetischer Diesel und Kerosin im Mobilitätssektor und Ammoniak in der Landwirtschaft und Schifffahrt.

ABB. 7: ALLGEMEINER AUFBAU DES POWER-TO-X-PFADS



* Im Gegensatz zur Dekarbonisierung beschreibt die Defossilisierung die Ersetzung fossiler Energieträger und Produktionsprozesse durch erneuerbare Energien, von denen ein relevanter Teil weiterhin auf Kohlenstoff basiert. Künftige Kohlenstoffquellen nutzen Kohlenstoff aus der Atmosphäre oder aus biogenen Quellen, um einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf zu gewährleisten.

TABELLE 1: TECHNOLOGIEREIFEGRAD (TECHNOLOGY READINESS LEVEL, TRL)

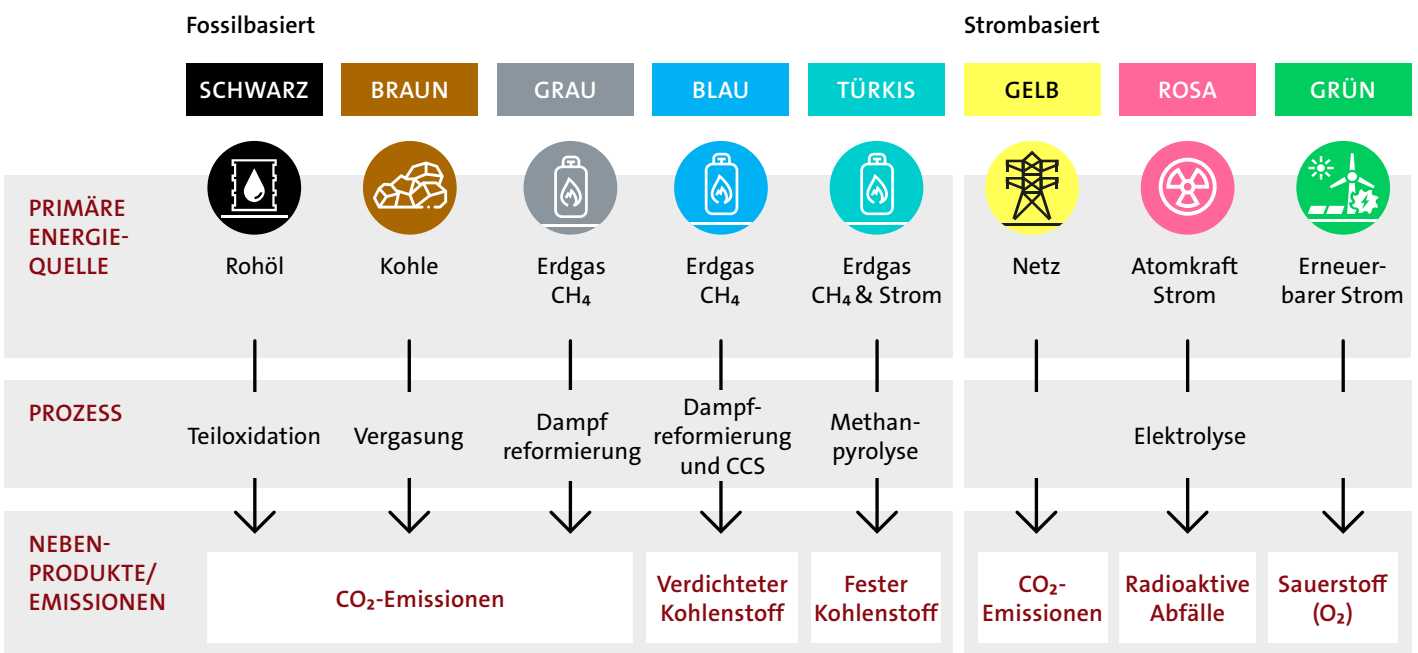
Der TRL ist ein etablierter Indikator zur Bewertung des Entwicklungsstands einer Technologie von der Erfindung bis zur großtechnischen Verfügbarkeit. Er ordnet Technologien nach ihrem Reifegrad in neun Kategorien ein, von der Beobachtung und Beschreibung eines Funktionsprinzips (TRL 1) bis hin zu einem System, das in seiner Betriebsumgebung erfolgreich getestet wurde (TRL 9).

Forschung		
TRL 1	TRL 2	TRL 3
Beobachtete Grundprinzipien	Technologiekonzept formuliert	Konzept experimentell bewiesen
Entwicklung		
TRL 4	TRL 5	TRL 6
Technologie im Labor validiert	Technologie in der Einsatzumgebung validiert	Technologie in der Einsatzumgebung demonstriert
Einsatz		
TRL 7	TRL 8	TRL 9
Systemmodell oder Prototyp in der Betriebsumgebung demonstriert	System vollständig und qualifiziert	Tatsächliches System in einer Betriebsumgebung erprobt

Der Reiz des PtX-Pfads liegt darin, dass schwankender und schwer speicherbarer erneuerbarer Strom in langfristig lagerbaren Wasserstoff – und anschließend in andere Energieträger – umgewandelt werden kann. Darüber hinaus können diese synthetischen erneuerbaren Energieträger in die bestehende Infrastruktur eingespeist werden und sind daher für die Defossilisierung der Weltwirtschaft unerlässlich. Der jährliche Wasserstoffbedarf der EU – 380 Terawattstunden (TWh) bzw. 9,7 Megatonnen (Mt) – wird aktuell fast vollständig durch sogenannten grauen, braunen und schwarzen Wasserstoff gedeckt, der mithilfe von Kohlenwasserstoffen hergestellt wird [KAK]. Diese Erzeugungspfade sind zwangsläufig mit einem hohen CO₂-Ausstoß und hohen Emissionen anderer Treibhausgase (THG) verbunden. Die künftige Nachfrage muss durch „kohlenstoffarmen“ oder „erneuerbaren“ Wasserstoff gedeckt werden. In Zukunft wird die Bereitstellung von großen Mengen an nachhaltigem Wasserstoff stattdessen in einer Palette von „Farben“ erfolgen, die für verschiedene Produktionstechnologien stehen, die sich durch die verwendete Primärenergiequelle, den Technologiereifegrad (TRL > siehe Tabelle 1), die Produktionskosten und die Umweltauswirkungen unterscheiden. Während grüner, gelber und rosa Wasserstoff Strom als primäre Energiequelle nutzt, basieren die anderen in Abbildung 8 dargestellten Farben auf fossilen Brennstoffen.

Blauer Wasserstoff wird mit fossiler Energie produziert; das im Produktionsprozess entstehende CO₂ wird jedoch abgeschieden und sicher gespeichert. Für die ersten Anlagen im Pilotmaßstab

ABB. 8: DIE FARBEN DES WASSERSTOFFS



werden Abscheidungsquoten von bis zu 90 % avisiert und gemeldet. Die Realisierbarkeit dieser Quoten ist jedoch fraglich. Außerdem lassen sich derartige Quoten nur mit erheblichen Effizienzverlusten erreichen und sind daher mit höheren Kosten verbunden [GOR, GLO]. Um als „kohlenstoffarm“ („low carbon“) eingestuft zu werden, müssen diese blauen Wasserstoffproduktionsverfahren auch in der Lage sein, das abgeschiedene CO₂ dauerhaft zu speichern. Die meistdiskutierte technisch machbare Option ist die Speicherung in geologischen Formationen durch eine unterirdische CO₂-Sequestrierung in ausgeförderten fossilen Kohlenwasserstofflagerstätten und salzwasserführenden Grundwasserleitern. Die geologischen Standorte für die Sequestrierung sind jedoch begrenzt und weisen ein Leckage-Risiko auf [CAM].

Der Erzeugungspfad für türkisen Wasserstoff zielt direkt auf die Herstellung von festem Kohlenstoff und nicht von gasförmigem CO₂ ab. Dies ist möglich durch die Pyrolyse eines Kohlenwasserstoff-Einsatzmaterials (vor allem Erdgas) bei hohen Temperaturen und unter Ausschluss von Sauerstoff. Der gewonnene Kohlenstoff kann dann in der Stahl-, Reifen- und Bauindustrie verwendet werden. Da sich die erforderlichen Verfahren derzeit noch in der Entwicklung befinden und die TLR noch gering ist (ca. 4-5), muss ihre Eignung für die sich stellenden technischen Herausforderungen erst umfassend bewertet werden. Blaue und türkise Wasserstoffpfade werden häufig als potenzielle Brückentechnologien auf dem Weg zu vollständig erneuerbarem Wasserstoff angesehen. Sie basieren jedoch immer noch auf fossilem Erdgas und anderen

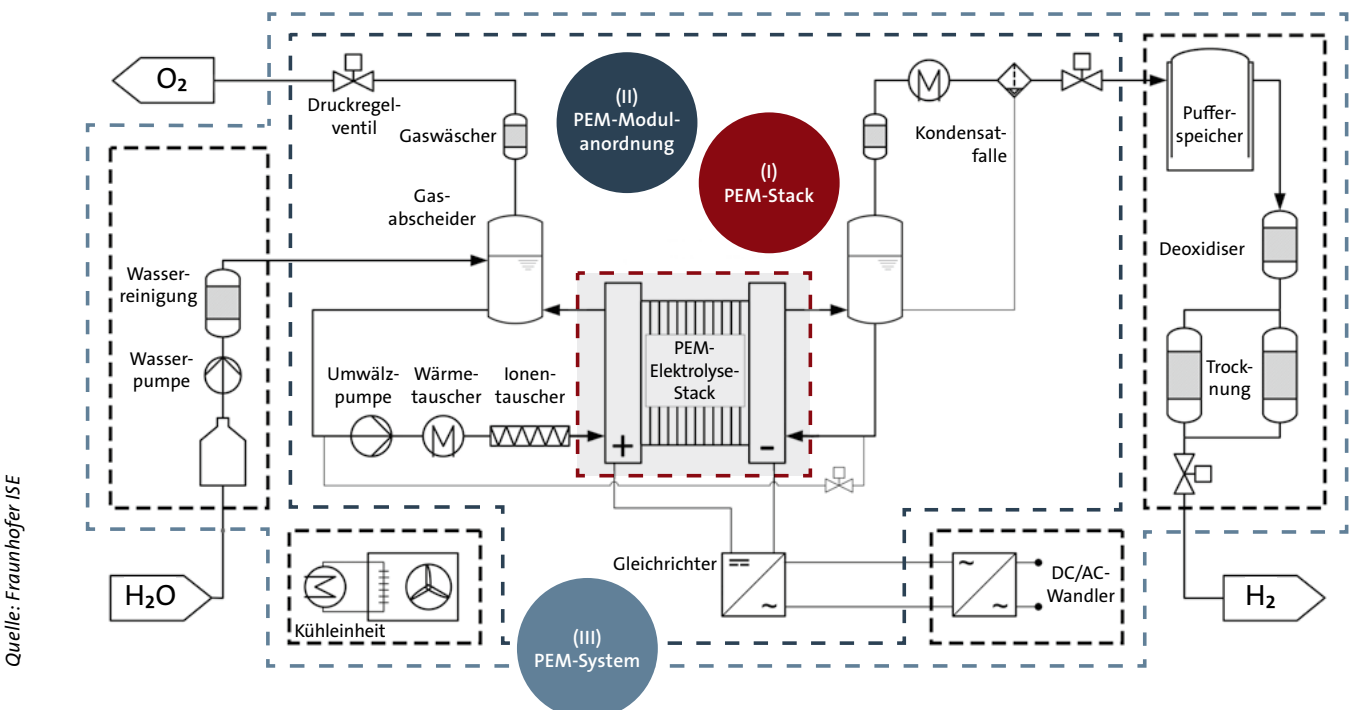
Rohstoffen und sind daher von den jeweiligen Weltmarktpreisen und Exportländern abhängig. Selbst wenn bei diesem Prozess eine vollständige CO₂-Abscheidung erreicht werden könnte, würden bei der Herstellung von blauem und türkischem Wasserstoff zudem weiterhin erhebliche THG-Emissionen bei der Erdgasgewinnung und dessen Transport anfallen. Angesichts der verfügbaren Alternativen wäre das nicht akzeptabel.

Grüne Wasserstoffproduktionsverfahren bieten enormes Potenzial für die Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie viele weitere Nachhaltigkeitsvorteile. Ein potenzieller Ausgangsstoff für die Herstellung von grünem Wasserstoff ist Biomasse. Im Fokus dieses Kapitels stehen jedoch Verfahren für die elektrolytische Wasserspaltung mithilfe erneuerbaren Stroms. Die Wasserelektrolyse kann auch mit Atomkraft oder Netzstrom durchgeführt werden. Diese sogenannten rosa und gelben Produktionswege bieten zwar höhere Volllaststunden des Elektrolyseurs, können aber (je nach Stromquelle) radioaktive Abfälle oder erhebliche CO₂-Emissionen erzeugen.

2.2 HERSTELLUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Da fossile Brennstoffe (Kohle, Gas, Erdöl) im Allgemeinen viel günstiger sind als Strom, macht die Wasserelektrolyse bislang nur einen kleinen Teil der gesamten Wasserstoffproduktion aus. Die steigende Nachfrage nach kohlenstoffarmem Wasserstoff

ABB. 9: AUFBAU UND SYSTEMKOMPONENTEN EINES PEM-ELEKTROLYSEURS



Quelle: Fraunhofer ISE

TABELLE 2: DREI BEDEUTENDE VARIANTEN VON ELEKTROLYSEUREN – PEM, AEL UND SOE – IM VERGLEICH

[ELE, HOL, SMO]	PEM	AEL	SOE
Anodenreaktion	$2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 0,5 \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$2 \text{OH}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 0,5 \text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}_2^- \rightarrow 0,5 \text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Kathodenreaktion	$2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$2 \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{OH}^-$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}_2^-$
Betriebsbedingungen	30–50 bar 50–90°C	2–30 bar 60–90°C	< 30 bar 500–1.000°C
Stack-Lebensdauer	< 70.000 Std.	< 80.000 Std.	< 40.000 Std.
TRL	8–9	9	6–7
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Dynamischer Betrieb • Einfacher und kompakter Aufbau • Hohe Stromdichte 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgereift und bewährt • Große Stackgrößen verfügbar • Reduzierte Kapitalkosten • Unedle und reichlich vorhandene Materialien 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Energieeffizienz (bei Verfügbarkeit von Abwärme) • Reduzierte Kapitalkosten • Unedle Materialien
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Edle Materialien • Saures Milieu • Hohe Membrankosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Begrenzte Dynamik • Geringe Stromdichte • Korrosiver Elektrolyt • Gasdurchlässigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbarkeit einer Wärmequelle • Mechanisch anfällige Konstruktion • Abdichtungsprobleme • Instabile Elektroden

führt jedoch zu einem weltweit steigenden Interesse. Die Wasserelektrolyse ist ein bekanntes elektrochemisches Verfahren, bei dem Wasser unter Gleichstrom in seine Bestandteile zerlegt wird. Der Strom löst eine Redoxreaktion aus, die die Wassermoleküle (H_2O) in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) aufspaltet.

Die für die Spaltung des Moleküls erforderliche Energie wird durch elektrische Energie und zusätzliche thermische Energie (im Falle der Festoxid-Elektrolyse (SOE)) bereitgestellt. Im Grundaufbau besteht ein Wasserelektrolyseur aus drei Bestandteilen: (I) den Stacks mit mehreren in Reihe geschalteten Zellen, (II) der Modulordnung bestehend aus mehreren Stacks sowie zusätzlichem Equipment wie Gastrennungstechnologie und Gleichrichter sowie (III) dem gesamten Elektrolyse-System einschließlich des Balance of Plant (BoP)-Equipments wie Transformatoren, Wasserdeionisierungseinheit, Kühlsystem und Gasreinigung. Dieser Aufbau ist in **Abbildung 9** anhand des Beispiels eines Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyseurs dargestellt.

Generell gibt es drei Arten von Wasserelektrolysetechnologien, die sich durch die Art des Elektrolyten unterscheiden. Die alkalische Elektrolyse (AEL) und PEM sind Niedrigtemperaturkonzepte, SOE ist ein Hochtemperaturkonzept. Die wichtigsten Merkmale dieser drei Elektrolysetechnologien sind in **Tabelle 2** aufgeführt. Idealerweise hat ein Elektrolysesystem, das mit einer erneuerbaren Stromerzeugung gekoppelt ist, eine hohe Laständerungsrate, eine kurze Anlaufzeit und ein großes Betriebsfenster mit einer niedrigen Mindestteillast, um dem volatilen Stromangebot zu folgen. Der optimale Typ und Aufbau des Elektrolyseurs hängt

von diesen und vielen weiteren Parametern ab. Kurzfristig wird die Wahl zwischen der kosteneffizienten, ausgereiften AEL und der flexiblen PEM-Elektrolyse liegen. Langfristig wird die PEM-Elektrolyse aufgrund der raschen technologischen Verbesserungen und Kostensenkungen jedoch an Attraktivität gewinnen. Die künftige Entwicklung von Elektrolyseuren im Gigawattmaßstab erfordert größere Stacks, höhere Betriebstemperaturen und -drücke, höhere Stromdichten und ein kompaktes Systemdesign. Darüber hinaus wird die Entwicklung von Membranen und Katalysatoren den Bedarf an seltenen Materialien wie dem korrosionsbeständigen Metall Iridium [SMO] erheblich verringern.

2.3 WASSERBEREITSTELLUNG DURCH MEERWASSERENTSAZUNG

Der Bedarf an Speise- und Kühlwasser für die Wasserstoff- und PtX-Produktion darf nicht unterschätzt werden. Dies ist besonders in trockenen Ländern und Regionen mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien, aber begrenzten Süßwasserressourcen von Bedeutung. Um den Wasserstress nicht zu verschärfen, sollte das Wasser für die PtX-Produktion in diesen Ländern durch die Entsalzung von Meerwasser bereitgestellt werden. Die Meerwasserentsalzung ist eine bewährte Technologie – weltweit produzieren mehr als 15.000 Anlagen jeden Tag rund 95 Millionen m^3 entsalztes Wasser [JON]. Etwa 70 % der in Betrieb befindlichen Entsalzungsanlagen nutzen die Umkehrosmose-Technologie (RO) mit einer TRL von 9. In einer RO-Entsalzungsanlage wird vorbehandeltes Meerwasser unter hohem Druck durch eine teilweise durchlässige Membran gepresst, um das osmotische Gleichgewicht zu

überwinden. Salze, Ionen und andere Verunreinigungen werden auf der Seite der Meerwasserzuführung zurückgehalten. Je nach Temperatur und Salzgehalt des Meerwassers, der Anlagenkapazität und der verwendeten Membran kann der Strombedarf für die Meerwasserentsalzung mittels RO weniger als 1 % des Energieverbrauchs einer typischen PtX-Anlage betragen [VOU]. Darüber hinaus verbraucht das Pumpen des entsalzten Wassers über eine Pipeline je nach Entfernung und Höhenunterschied weiteren Strom. Die Sole, ein Nebenprodukt der Meerwasserentsalzung, wird wieder ins Meer geleitet. Zusätzlich zu den hohen Temperaturen und dem hohen Salzgehalt kann die Sole auch Stoffe wie Biozide, Hilfsstoffe und Metalle enthalten.

Spezielle Maßnahmen sind erforderlich, um die nachteiligen Auswirkungen der Soleeinleitung auf die lokalen maritimen Ökosysteme zu minimieren. So sollte die Einleitung von Sole an Küstenabschnitten mit starken Strömungen und ausreichender Wasserzirkulation erfolgen, um eine rasche Verdünnung und Verteilung der Sole zu gewährleisten. Darüber hinaus untersuchen aktuelle Forschungsprojekte potenzielle Verwendungszwecke für die entstehende Sole, wie zum Beispiel die Herstellung von Natriumhydroxid oder Salzsäure [KHA]. Für die meisten Elektrolyseursysteme ist die Wasserqualität von entsalztem Meerwasser oder auch normalem Leitungswasser jedoch nicht ausreichend. Die meisten Elektrolyseursysteme umfassen daher auch Geräte zur Deionisierung des Wassers.

Während der stöchiometrische Wasserbedarf für die Herstellung von 1 Tonne Wasserstoff 8,9 Tonnen deionisiertes Wasser beträgt, liegt der Gesamtwasserbedarf unter Berücksichtigung der Aufbereitungsverluste und der Reinigung der Anlagen je nach Wasserquelle bei 10-20 Tonnen [SIM].

2.4 SYNTHESE VON ERSATZBRENNSTOFFEN UND CHEMIKALIEN

Neben Wasserstoff werden in verschiedenen Sektoren auch andere flüssige Energieträger nachgefragt, wobei Methanol, Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (FT) und Ammoniak zu den vielversprechendsten gehören. Synthetisches Methan ist zwar auch ein Derivat von grünem Wasserstoff, wird aber in diesem Papier wegen seiner Nachteile im Vergleich zur direkten Verwendung von gasförmigem Wasserstoff und kohlenstoffhaltigem flüssigem Methanol nicht behandelt.

Methanol und Methanol-to-X

Methanol ist eine weit verbreitete Basischemikalie und ein ideales Plattformmolekül mit zahlreichen Anwendungen in der Chemie, der Industrie und dem Verkehrssektor. Es ist unter atmosphärischen Bedingungen flüssig und kann die bestehende Infrastruktur nutzen. Konventionell wird Methanol aus

Synthesegas (Syngas) hergestellt, das durch Reformierung oder partielle Oxidation von fossilen Kohlenstoffquellen wie Erdgas oder Kohle nach folgender Reaktionsgleichung gewonnen wird:



Wenn Strom in Form von Methanol gespeichert wird, spricht man auch von Power-to-Methanol (PtM). Die einfachste und ausgereifteste Methode zur Herstellung von erneuerbarem Methanol ist der CO₂-basierte Produktionsweg über die direkte CO₂-Hydrierung mit folgender Reaktionsgleichung:



CO₂ und Wasserstoff werden in einem katalytischen exothermen Prozess in Gegenwart eines Kupfer-, Zinkoxid- und Aluminiumoxid-Katalysators (Cu-ZnO-Al₂O₃) unter geeigneten Reaktionsbedingungen bei moderaten Temperaturen (ca. 220-270°C) und erhöhtem Druck (ca. 50-80 bar) in Methanol umgewandelt. Für die Herstellung von 1 Tonne Methanol werden etwa 1,4 Tonnen CO₂ und 0,19 Tonnen Wasserstoff als Ausgangsmaterial benötigt. Das mitproduzierte Wasser (etwa 0,56 Tonnen) wird durch Destillation vom Methanol getrennt [SCH]. Eine externe Wärmezufuhr ist nicht erforderlich, da die Abwärme der exothermen Reaktion für diesen Zweck zurückgewonnen werden kann. Dieser CO₂-basierte PtM-Pfad ist technisch ausgereift und industriell verfügbar, mit einer TRL von 7-9. Mitsui Chemicals Inc. und Carbon Recycling International verfügen bereits über PtM-Anlagen, und weltweit wurden viele weitere Projekte angekündigt [ZEL].

Neben dem beträchtlichen Potenzial zur Verringerung der Treibhausgasemissionen liegen die Hauptvorteile des CO₂-basierten Produktionsweges in der geringeren Exothermie, die zu einer einfacheren Wärmeabfuhr führt, sowie in der potenziell höheren Selektivität des Katalysators gegenüber Methanol, was die Produktreinigung vereinfacht. Diese Vorteile können sich in geringeren Kapital- und Betriebskosten niederschlagen, da die Prozessbedingungen milder sind, die Reaktorkonstruktion einfacher ist und Prozessschritte eingespart werden. Andererseits erhöht der CO₂-basierte Produktionsweg die Wasserentstehung, was die Langzeitstabilität der bestehenden Katalysatoren beeinträchtigen kann. Daher sind in der aktuellen Forschung bereits Katalysatoren entwickelt worden, die für höhere CO₂-Konzentrationen ausgelegt



Neben Wasserstoff gehören Methanol, FT-Kraftstoffe und Ammoniak zu den vielversprechendsten PtX-Produkten

sind. Methanol ist ein ideales Plattformmolekül, das zahlreiche Weiterverarbeitungsmöglichkeiten bietet. Der Methanol-to-Gasoline (MtG)-Pfad ist mit einem TRL von 9 industriell ausgereift und wurde je nach Technologieanbieter in Festbett- oder innovativen Wirbelschichtreaktoren umgesetzt [ZEL].

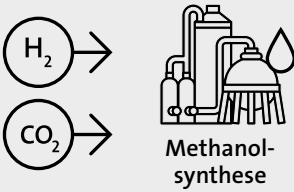

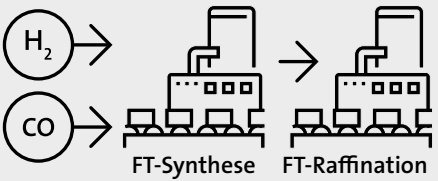
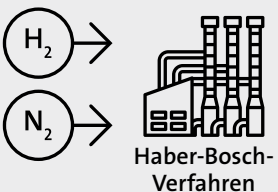
Der MtG-Pfad verbraucht etwa 0,4 Tonnen Wasserstoff, 2,87 Tonnen CO₂, 0,13 Tonnen Sauerstoff und 0,37 MWhel, um 1 Tonne Benzin herzustellen [SCH]. Der Methanol-to-Jet-Fuel (MtJ)-Pfad besteht aus drei Prozessschritten – Olefinsynthese, Oligomerisierung und Hydrierung – zur Herstellung von Kerosin, Benzin und Leichtgas. Dieser Produktionsweg ergibt einen hohen Anteil an Kerosin im Endprodukt im Vergleich zum FT-Pfad, was zu einer höheren Wasserstoffausbeute für Methanol führt [BAT]. Durch die Prozessbedingungen und die Wahl des Katalysators kann die Selektivität für bestimmte Produkte eingestellt werden.

Derzeit ist noch keine vollständige MtJ-Demonstrationsanlage in Betrieb. Es wird jedoch erwartet, dass ein drop-in-fähiger Flugzeugkraftstoff aus MtJ hergestellt werden kann, da die einzelnen Schritte dieses Weges bereits kommerziell verfügbar sind (auch wenn sie noch nicht von der American Society for Testing and Materials (ASTM) zertifiziert sind).

Fischer-Tropsch (FT)-Kraftstoffe

Die FT-Synthese ist von großem politischem und wirtschaftlichem Interesse. Sie kann eine Vielzahl von drop-in-fähigen Produkten wie synthetischen Diesel oder Flugzeugkraftstoff für bestehende Infrastrukturen und Anwendungen liefern, die in Zukunft auf energiedichte Flüssigkraftstoffe angewiesen sein werden. Konventionell werden die Synthesegasprodukte Kohlenmonoxid und Wasserstoff aus Kohle, Erdgas oder Biomasse in einem als Vergasung oder Reformierung bezeichneten Verfahren hergestellt.

ABB. 10: SCHEMATISCHER ÜBERBLICK ÜBER DIE WICHTIGSTEN SCHRITTE DER PTX-UMWANDLUNG

	PRODUKTIONSPROZESS	PRODUKTE	ANWENDUNGEN	PRO & KONTRA
Methanol		Methanol	<ul style="list-style-type: none"> Chemierohstoff Schiffskraftstoff Benzingemische Künftiger H₂-Träger 	<ul style="list-style-type: none"> + Vielseitiges Plattformmolekül und chemischer Grundstoff + bestehende Infrastruktur und globale Transportkette - Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle
Methanol-pfade		Benzin Kerosin DME Olefine	<ul style="list-style-type: none"> Brennstoff Flugzeugkraftstoff Chemierohstoff 	<ul style="list-style-type: none"> + Zahlreiche Aufrüstungsoptionen verfügbar + MtJ bietet eine höhere Wasserstoffausbeute gegenüber FT - Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle
Fischer-Tropsch		Diesel Kerosin Benzin Methan	<ul style="list-style-type: none"> Brennstoff Flugzeugkraftstoff Chemierohstoff 	<ul style="list-style-type: none"> + Drop-in-fähige Kraftstoffe + Bestehende Infrastruktur - Kohlenstoff- oder Kohlendioxidquelle verfügbar - Niedriger TRL CO₂-basierter Syngas-Produktionsschritte
Ammoniak		Ammoniak	<ul style="list-style-type: none"> Chemierohstoff Düngemittelproduktion Schiffskraftstoff Künftiger H₂-Träger 	<ul style="list-style-type: none"> + Vielseitige Basischemikalie + N₂-Verfügbarkeit - Niedrige TRL des Reformierungsschritts für die Verwendung als H₂-Träger

Da sich die direkte FT-Synthese aus CO₂ noch in einem sehr frühen Laborstadium befindet, basiert der erneuerbare Prozess auf Synthesegas, das entweder durch eine Kombination aus Wasserelektrolyse und der Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) oder durch Hochtemperatur-Co-Elektrolyse [DIE] erzeugt wird. In der RWGS wird CO₂ durch Wasserstoff gemäß der folgenden Gleichung zu CO reduziert:



Bei der Co-Elektrolyse werden Wasser und CO₂ mit Hilfe von elektrischem Strom innerhalb der SOE in Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Sauerstoff umgewandelt. Die nachstehende Reaktionsgleichung zeigt die beiden Reduktionsprozesse auf der Kathodenseite.



Bei der FT-Synthese wird das entstehende Synthesegas durch CO-Hydrierung und Polymerisation wie folgt in verschiedene langkettige Kohlenwasserstoffe umgewandelt:



Dabei reagieren Wasserstoff und CO in einem stöchiometrischen Verhältnis von 2-2,2 mit Wasser und CH₂-Bausteinen, die im Reaktor immer längere Kohlenwasserstoffketten bilden. Dadurch entsteht ein breites Spektrum von Kohlenwasserstoffen mit einer steigenden Anzahl von Kohlenstoffatomen, von Gasen (C1-C3) bis zu festen Wachsen (C35+). Zusammengefasst wird dieses Gemisch als Syncrude bezeichnet. Die resultierende Kettenlänge des Syncrude kann bis zu einem gewissen Grad durch die Wahl des Katalysators, der Temperatur und des Drucks gesteuert werden. Kobaltkatalysatoren und niedrige Temperaturen (200-250°C) ermöglichen die Synthese von langkettigen Kohlenwasserstoffen wie Dieselkomponenten und Wachsen, die anschließend über herkömmliche petrochemische Raffinerieverfahren wie Hydrocracking oder Destillation z. B. zu Benzin (C4-C12) oder Kerosin (C7-C18) verarbeitet werden. Mit Eisenkatalysatoren und hohen Temperaturen (300-350°C) werden hauptsächlich kurz-kettige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Entlang des RWGS-Pfads werden etwa 3,1 Tonnen CO₂ und 0,48 Tonnen Wasserstoff als Ausgangsmaterial benötigt, um 1 Tonne FT-Produkt und etwa 3 Tonnen Wasser herzustellen [SCH]. Während die FT-Synthese und die nachfolgenden Prozessschritte mit bereits in Betrieb befindlichen großskaligen Anlagen industriell ausgereift sind, haben die beiden CO₂-basierten Syntheseschritte (RWGS, Co-Elektrolyse) noch eine niedrige TRL von 6, und es besteht weiterer Forschungsbedarf [ZEL]. Die Erzeugung von Synthesegas durch Biomassevergasung ist in einem FT-Synthesereaktor möglich. Es gibt jedoch nur eine begrenzte Menge an nachhaltiger Biomasse.

Ammoniak

Ammoniak ist eine der am häufigsten produzierten Chemikalien und die Grundlage für die Herstellung aller anderen Stickstoffverbindungen. Über 80 % des Ammoniaks wird zu Düngemitteln verarbeitet, insbesondere zu Harnstoff und Ammoniumsalzen. Herkömmliches Ammoniak wird nach dem Haber-Bosch-Verfahren aus Stickstoff und Wasserstoff hergestellt, und zwar nach folgender Gleichung:



Im gängigsten konventionellen Verfahren wird Wasserstoff durch Methandampfreformierung (SMR) erzeugt, und die Stickstoffzufuhr erfolgt durch Luftzerlegung. Die Speicherung von Strom in Form von Ammoniak wird als Power-to-Ammonia (PtA) bezeichnet. Die Synthese kann nach dem konventionellen Haber-Bosch-Verfahren oder nach innovativen Produktionskonzepten erfolgen, die derzeit entwickelt werden. Im Gegensatz zum konventionellen Verfahren liefert ein Elektrolyseur das Edukt Wasserstoff. Wie die obige Reaktionsgleichung zeigt, werden Wasserstoff und Stickstoff in einem stöchiometrischen Verhältnis von 3:1 in einem exothermen Prozess in Gegenwart eines Eisenkatalysators unter geeigneten Reaktionsbedingungen bei hohen Temperaturen (400-450°C) und hohem Druck (120-220 bar) in Ammoniak umgewandelt. Anschließend wird das synthetisierte gasförmige Ammoniak abgekühlt, um eine Verflüssigung bei einer Temperatur von -33°C zu ermöglichen. Zur Herstellung von 1 Tonne Ammoniak werden etwa 0,83 Tonnen Stickstoff und 0,18 Tonnen Wasserstoff als Ausgangsmaterial benötigt [AUS]. Der Reinigungsschritt zur Entfernung von Ammoniak aus nicht umgewandeltem Wasserstoff und Stickstoff ist einfach. Die einzelnen Systemkomponenten der erneuerbaren Ammoniaksynthese sind industriell verfügbar. Die Integration des Gesamtprozesses in eine großtechnische Umgebung bietet Optimierungspotenziale im Hinblick auf Dynamik und Prozessintensivierung, die zu einer TRL von ≥8 führen [ZEL].

2.5 BEREITSTELLUNG VON KOHLENSTOFF UND STICKSTOFF

Für die Herstellung der Syntheseprodukte werden neben Wasserstoff auch andere Ausgangsstoffe wie Kohlendioxid und Stickstoff benötigt.

Bereitstellung von Kohlenstoff

Es gibt mehrere mögliche Kohlenstoffquellen, die nach ihrer Herkunft klassifiziert werden. Die verfügbaren Kohlenstoffquellen unterscheiden sich erheblich in Bezug auf ihre (künftige) Verfügbarkeit, die Abscheidungskosten und ihre Nachhaltigkeit. Eine Option, die besonders relevant ist, da sie einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf ermöglicht, ist die Abtrennung von CO₂ aus

TABELLE 3: ÜBERBLICK UND KATEGORISIERUNG VERFÜGBARER KOHLENSTOFFQUELLEN

DIRECT AIR CAPTURE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ LT-DAC ▪ HT-DAC
BIOGENE QUELLEN	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biomethanproduktion ▪ Bioethanolproduktion ▪ Biogasverbrennung ▪ Biomasseverbrennung
INDUSTRIELLE QUELLE	<p>Prozessbedingte Emissionen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zellstoffe und Papier ▪ Glas und Keramik ▪ Müllverbrennung ▪ Zement ▪ Kalk <p>Energiebezogene Emissionen oder in der Entwicklung befindliche Konzepte zur Minderung der Emissionen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stahl und Eisen ▪ Nichteisenmetalle ▪ Raffinerien ▪ Chemie

der Umgebungsluft durch direkte Luftabscheidung (Direct Air Capture, DAC). Die Funktionsprinzipien der verfügbaren DAC-Technologien lassen sich anhand der Regenerationstemperatur, der Art des Adsorptionsmittels und der physikalischen Trenntechnik unterscheiden. In Niedertemperatur-Feststoff-Sorptionsanlagen (LT-DAC) wird CO₂ aus der Luft durch Adsorption an ein Sorptionsmittel gebunden und anschließend mit Hilfe von Niedertemperaturwärme oder Feuchtigkeit regeneriert [DEU].

Neben der Möglichkeit, den Kohlenstoffkreislauf zu schließen, sind DAC-Technologien standortunabhängig und bieten eine nahezu unbegrenzte Verfügbarkeit. Die größten Nachteile der DAC-Technologien sind der vergleichsweise hohe Energiebedarf



Industrielle Punktquellen von Kohlenstoff, bei denen CO₂ aus den CO₂-reichen Gasströmen industrieller Prozesse abgeschieden wird, sind für die kommenden Jahrzehnte besonders relevant

und die Abscheidungskosten, auch wenn davon ausgegangen wird, dass letztere deutlich sinken werden.

Biogene Kohlenstoffquellen ermöglichen die Schließung des Kohlenstoffkreislaufs bei zugleich niedrigen Abscheidungskosten. Bei der Erzeugung von Biomethan aus der Biogas- oder Bioethanol-Fermentation entstehen beispielsweise nahezu reine CO₂-Ströme, die leicht abgeschieden werden können. Es ist jedoch wichtig, die Substratklasse der biogenen Punktquellen zu bewerten. Einige Substrate wie landwirtschaftliche Reststoffe oder feste Siedlungsabfälle können als nachhaltig eingestuft werden, andere wie zum Beispiel Energiepflanzen dagegen nicht. Daher ist das Potenzial für eine nachhaltige Biomassenutzung begrenzt.

Industrielle Punktquellen von Kohlenstoff, bei denen CO₂ aus den CO₂-reichen Gasströmen industrieller Prozesse abgeschieden wird, sind für die kommenden Jahrzehnte besonders relevant. > siehe **Abbildung 11**. Es ist wichtig, zwischen a) Quellen mit einem signifikanten Anteil an unvermeidbaren prozessbedingten Emissionen und b) Quellen mit anderen geeigneten Emissionsminderungsstrategien oder unbedeutenden prozessbedingten Emissionen zu unterscheiden. Sektoren der Kategorie a), wie Zement und Glas, haben ein begrenztes CO₂-Reduktionspotenzial durch direkte Elektrifizierung oder den Einsatz von Wasserstoff und seinen Derivaten, da ein erheblicher Teil ihrer Emissionen prozessbedingt ist. Andererseits verfügen Sektoren der Kategorie b), wie Eisen und Stahl oder Aluminium, entweder über andere geeignete Strategien zur Emissionsreduzierung, z. B. durch die direkte Reduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff, oder ihre Emissionen sind hauptsächlich energiebezogen. Die verschiedenen Verfahren zur Abtrennung von CO₂ aus industriellen Prozessen lassen sich im Prinzip in drei Hauptkategorien einteilen: (1) Pre-Combustion (Vorverbrennung), (2) Post-Combustion (Nachverbrennung) und (3) Oxyfuel-Verbrennung. Pre-Combustion-Technologien basieren auf einer vorgeschalteten Dekarbonisierung des Brennstoffs durch Vergasung. Diese Methode ist daher für Sektoren mit erheblichen prozessbedingten Emissionen ungeeignet. Die Nachverbrennung, bei der die Kohlenstoffwäsche mit Aminen die derzeit ausgereifteste und am meisten genutzte Technologie ist, beinhaltet die Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas und ist daher für alle industriellen Punktquellen geeignet [ZEL]. Die dritte Kategorie, die Oxyfuel-Verbrennung, ist noch nicht industriell ausgereift, hat aber ein hervorragendes Potenzial für die Zukunft. Bei der Oxyfuel-Verbrennung wird anstelle von Luft Sauerstoff (z. B. aus der Elektrolyse) zur Verbrennung des Brennstoffs verwendet. Der Ausschluss inerte Luftkomponenten führt zu einem hohen CO₂-Anteil im Rauchgas. Eine synergetische Integration in eine PtX-Wertschöpfungskette ist möglich, da Sauerstoff als Nebenprodukt der Wasserelektrolyse anfällt und somit die energieintensive Luftzerlegung entfallen kann.

Stickstoffbezug

Stickstoff kann durch drei Technologien aus Luft gewonnen werden: kryogene Destillation, Druckwechseladsorption und Membrangeneratoren. Kryogene Destillationsanlagen, auch bekannt als Luftzerlegungsanlagen (ASUs), sind die gängigste Methode zur Stickstoffherzeugung in mittleren bis großen Anlagen. Bei diesem Verfahren wird atmosphärische Luft durch Filtration, Kompression und Kühlung gereinigt, bevor die gereinigte Luft über Wärmetauscher auf die kryogene Temperatur von -185°C heruntergekühlt wird. Die Bestandteile der Luft (Stickstoff, Sauerstoff und Argon) können dann aufgrund ihrer unterschiedlichen Siedepunkte getrennt werden [AUS]. Der Gesamtstrombedarf einer ASU liegt im Bereich von 0,5-0,8 MWhel pro Tonne Ammoniak, abhängig von der Anlagengröße und dem Grad der Kälterückgewinnung [HAN], und trägt nicht wesentlich zu den Gesamtproduktionskosten grüner Ammoniakpfade bei.

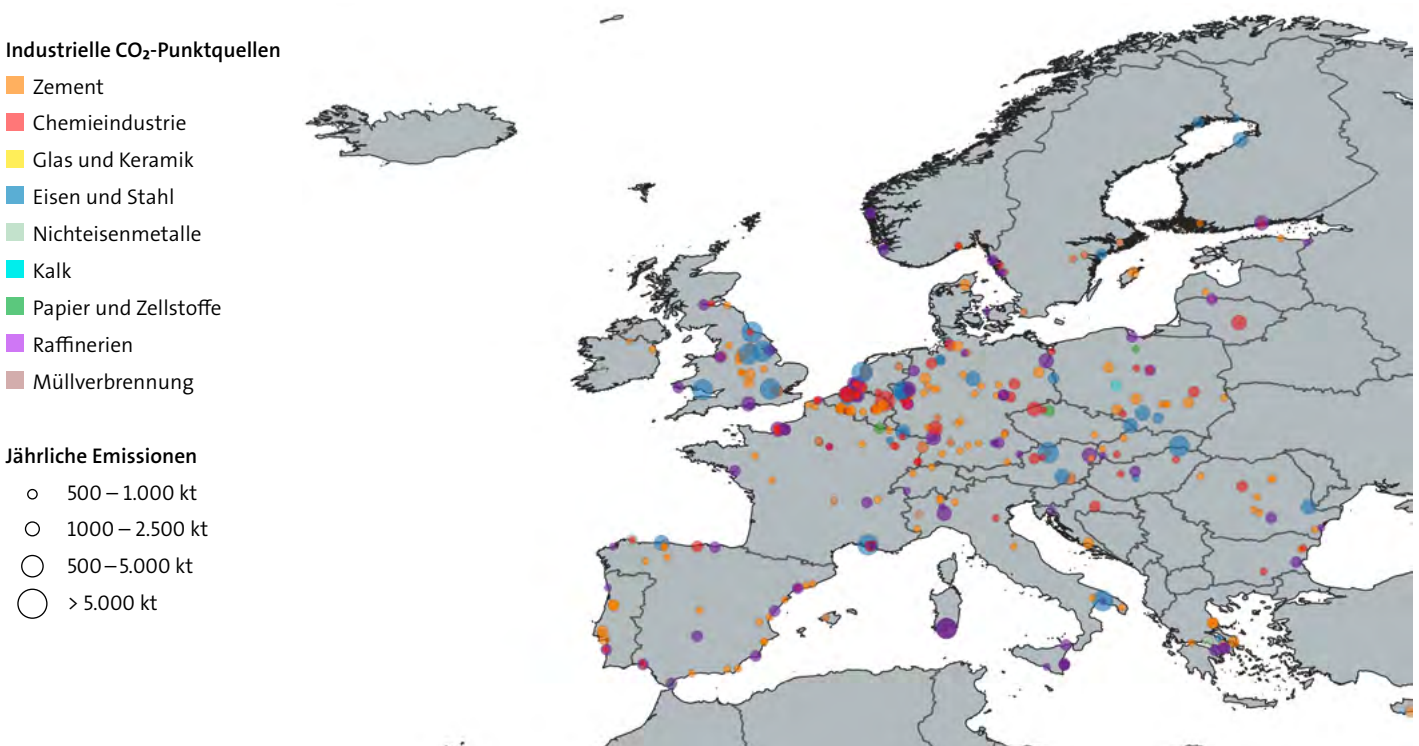
2.6 ZWISCHENLAGERUNG VON WASSERSTOFF UND FLEXIBLE SYNTHESE

Obwohl hohe Elektrolyseur-Volllaststunden durch eine Kombination von erneuerbaren Energiequellen erreicht werden können,

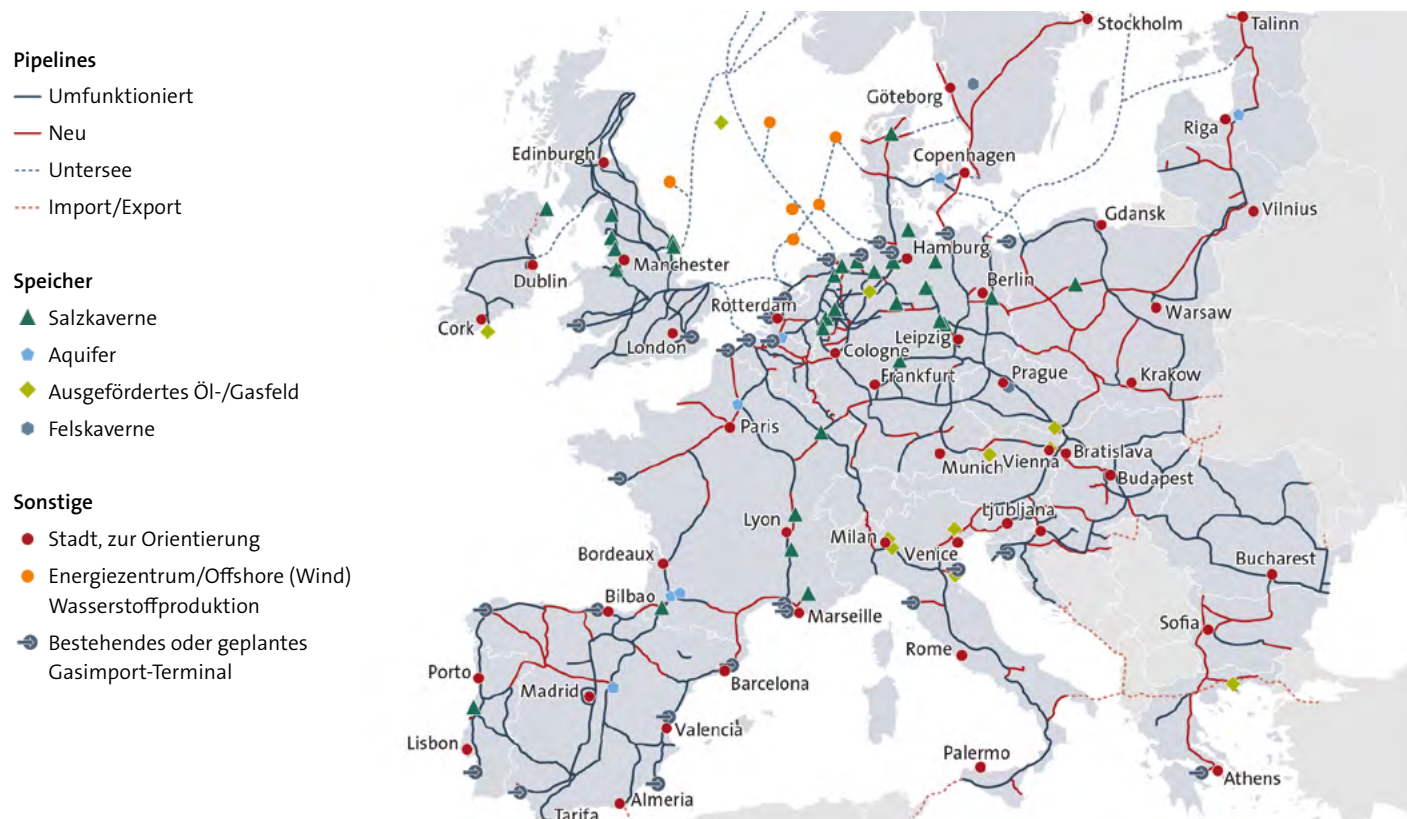
muss die Volatilität der erneuerbaren Energien und damit der Wasserstoffversorgung für den (bisher) stationären Betrieb von PtX-Synthesenanlagen ausgeglichen werden. Daher ist es notwendig, ein optimiertes Zwischenspeicher- und Betriebskonzept zu entwickeln, das (a) die kurzfristige Speicherung von überschüssigem erneuerbarem Strom in Batteriesystemen, (b) die Zwischenspeicherung von Wasserstoff und (c) das Betriebsmanagement der PtX-Wertschöpfungskette berücksichtigt. Die Technologien zur Wasserstoffzwischenspeicherung lassen sich in physikalische, chemische und Adsorptionsoptionen unterteilen. Adsorptions- und chemische Speicheroptionen, einschließlich metallischer und chemischer Hydride, haben noch nicht die TRL für großtechnische Anwendungen.

Physikalische Speichermethoden hingegen sind industriell ausgereifte Verfahren. Zu unterscheiden ist zwischen der flüssigen Speicherung (Liquid Hydrogen, LH₂) und der Druckspeicherung (Compressed Gaseous Hydrogen, CGH₂). LH₂ ist eine etablierte Technologie, die eine Abkühlung auf unter -253°C erfordert und eine hohe volumetrische Energiedichte bietet, jedoch mit einem hohen Energiebedarf für die Verflüssigung von 24-36 % des Energiegehalts des Wasserstoffs (8-12 MWh/tH₂) verbunden ist [HAN].

ABB. 11: VERFÜGBARE INDUSTRIELLE CO₂-PUNKTQUELLEN OHNE FOSSILE STROMERZEUGUNG IN DER EU 28 UND NORWEGEN MIT JÄHRLICHEN EMISSIONEN ÜBER 500 KT IN 2014 UND 2017 [PEZ]



Quelle: D2.3 WP2 Report – Open Data Set for

ABB. 12: VISION EINES AUSGEREIFTEN EUROPÄISCHEN WASSERSTOFF-PIPELINE-NETZES BIS 2040 [ROS]

Quelle: European Hydrogen Backbone Initiative 2022, unterstützt von Guidehouse

Damit ist LH₂ keine angemessene Zwischenspeicheroption für anschließende Syntheseverfahren, eignet sich aber für den Transport von Wasserstoff über große Entfernungen (siehe nächster Abschnitt). CGH₂ lässt sich unterteilen in große Wasserstoffspeicher in geologischen Formationen auf der einen und die Lagerung in kleinen und mittelgroßen Tanks oder Gasflaschen auf der anderen Seite. Geologische Speicheroptionen wie Salzkavernen – künstlich angelegte Hohlräume in Salzstöcken –, Aquifere und ausgeförderte Öl- und Gasfelder sind geografisch begrenzt, bieten aber eine unter Kostengesichtspunkten wettbewerbsfähige Möglichkeit, vorübergehend große Mengen an Wasserstoff zu speichern.

Salzkavernen spielen in diesem Zusammenhang eine entscheidende Rolle, da Aquifere und ausgeförderte Öl- und Gasfelder im Hinblick auf die Durchlässigkeit problematisch sind [LAB]. Druckgasflaschen oder -tanks können unter Tage gelagert werden und sind gewöhnlich auf einen Maximaldruck von 100 Bar ausgelegt. Aufgrund der hohen Investitionskosten sind eine optimierte Speichergröße und Systemintegration von größter Bedeutung für die Konkurrenzfähigkeit von PtX-Produkten. Neben der Erhöhung der Volllaststunden des Elektrolyseurs besteht die Möglichkeit, das Betriebsfenster der Syntheseprozesse zu vergrößern und die Größe des zwischengeschalteten Wasserstoffspeichers zu

reduzieren. Gegenwärtig werden moderne Syntheseverfahren im Volllastbetrieb bei minimalem Teillastbetrieb betrieben. Aktuelle Forschungsarbeiten zum Verfahrensmanagement, zur Reaktor-konstruktion und zur Katalysatorleistung unter dynamischen und flexiblen Bedingungen ermöglichen eine Erweiterung des Betriebsfensters, wodurch die Wasserstoffzwischen-speicherung potenziell reduziert werden kann. Insgesamt geht der Trend bei den PtX-Anlagen weg von großen, stationären Anlagen auf Syngas-Basis und hin zu flexibleren Systemen mit direkter CO₂-Nutzung. Die Entwicklung neuer Reaktoren und innovativer Wärmeintegrationskonzepte wird in naher Zukunft weitere Effizienzsteigerungen ermöglichen.

2.7 PRODUKTLAGERUNG, TRANSPORT UND RÜCKVERSTROMUNG

Neben der Zwischenspeicherung von Wasserstoff gibt es verschiedene Technologieoptionen für den Wasserstofftransport über weite Entfernungen. Langfristig sind Pipelines für den Transport von gasförmigem Wasserstoff eine vielversprechende Option für Großtransporte über mehrere hundert oder tausend Kilometer. Nach den Vorstellungen des European Hydrogen Backbone > siehe Abbildung 12 kann ein Mix aus bestehenden, umfunktionierten Erdgaspipelines und neuen Pipelines für einen pipelinegestützten

Transport von reinem Wasserstoff durch Europa genutzt werden, um Produzenten, Importterminals, Verbraucher und Speicher miteinander zu verbinden. Eine weitere Möglichkeit ist der Transport von LH₂ zu niedrigen Temperaturen mit einer bedeutend erhöhten Energiedichte in angemessen gedämmten Tanks. In großen Verflüssigungsanlagen könnte der Energiebedarf für die Verflüssigung bald realistischerweise nur noch 18-24 % des Energiegehalts des Wasserstoffs betragen. Die ersten schiffsbasierten Speichersysteme mit einer Kapazität von mehreren tausend Tonnen sind bereits für den Seetransport zugelassen, und ihr kommerzieller Einsatz ist vor 2030 geplant. Die Boil-Off-Rate beträgt weniger als 0,2 Prozent pro Tag und das so freigesetzte LH₂ kann als Schiffskraftstoff genutzt werden. Außerdem kann Wasserstoff für die Speicherung und den Transport an einen flüssigen organischen Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) gebunden werden. Die LOHC-Speicherung basiert auf einer reversiblen chemischen Reaktion, bei der das Trägermedium mit gasförmigem H₂ bei erhöhtem Druck und erhöhter Temperatur beladen wird, was die Speicherung in flüssiger Form ermöglicht. Der anschließende Langstreckentransport des hydrierten LOHC per Schiff ist einfach und ohne Boil-Off-Verluste möglich. Allerdings müssen die zusätzlichen Kosten für das LOHC-Medium und die vergleichsweise geringere Energiedichte berücksichtigt werden [HAN].

Die Lagerung von flüssigen Produkten wie Methanol oder Ammoniak erfolgt in Tanklagern unterschiedlicher Größe. Für Ammoniak wird dies bei einer niedrigen, aber nicht kryogenen Temperatur von -33°C realisiert. Der Schiffstransport dieser Produkte ist bewährt und ausgereift, ähnlich wie bei herkömmlichen flüssigen Energieträgern. Es besteht die Möglichkeit, den transportierten Energieträger direkt als Schiffskraftstoff zu verwenden, was z. B. im Fall von Methanol bereits umgesetzt wird. Auch die Umrüstung von Dieselmotoren auf Methanol ist möglich. Wird Ammoniak als Wasserstoffträger verwendet, kann es durch einen endothermen Reformierungsprozess am Zielort in seine Bestandteile Stickstoff und Wasserstoff zerlegt werden. Allerdings werden mehr als 20 % des verfügbaren Energiegehalts des Wasserstoffs als Wärmezufuhr während des Reformierungsschritts verbraucht [GID].

Hochaktive Nicht-Edelmetall-Katalysatoren für die Ammoniakreformierung werden derzeit entwickelt, um die Kosten und die Energieintensität zu senken. Der dabei entstehende Stickstoff wird wiederverwendet oder in die Atmosphäre zurückgegeben. Wie bei Ammoniak erfordert der Transport von LOHC einen endothermen Dehydrierungsschritt, um den gespeicherten Wasserstoff freizusetzen. Die benötigte Wärme kann durch Abwärme oder durch die Oxidation eines Teils des freigesetzten Wasserstoffs bereitgestellt werden. Anders als bei Ammoniak ist bei LOHC auch ein Rücktransport des dehydrierten Trägers zum Ursprungshafen oder zur Wasserstoffproduktionsstätte erforderlich.

Die Produktions- und Transportverfahren für grünen Wasserstoff sind bereit für die Anwendung im industriellen Maßstab

Die Wasserstoffspeicherkapazität von LOHC ist auf ca. 6,2 % seiner Masse begrenzt, was im Vergleich zur Speicherkapazität von Ammoniak (z. B. 17,8 wt%) wesentlich geringer ist. Im Fall von LH₂ ist ein Regasifizierungsschritt erforderlich. Die Regasifizierung ist weniger energieintensiv und verbraucht weniger als 1 % des Energiegehalts des Wasserstoffs, wobei die Wärme durch Wasser oder Luft geliefert wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Produktion und der globale Handel mit erneuerbaren Energien in Form von Wasserstoff und seinen Derivaten für eine umfassende Defossilisierung unerlässlich sind. Die dafür erforderlichen Produktions- und Transportverfahren sind technisch realisierbar und bereit für die Anwendung im industriellen Maßstab. In den kommenden Jahren werden die Produktionsmengen und die Systemeffizienz durch innovative Reaktor-, Prozess- und Katalysatorkonzepte, einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien sowie neue Pipeline- und Transportoptionen gesteigert werden. Die Identifizierung eines optimalen PtX-Produktions- und Transportpfads kann durch eine umfassende Bewertung der standortspezifischen Voraussetzungen, wie z. B. der vorhandenen Strom-, Gas-, Wasser-, Verkehrs- und Industrieinfrastrukturen sowie relevanter wirtschaftlicher, ökologischer, politischer und technischer Faktoren, erreicht werden.



3



AURORA ENERGY RESEARCH

AUTORIN



ANISE GANBOLD,
Head of Global Commodities
and Hydrogen

WIRTSCHAFTLICHKEIT VON (GRÜNEM) WASSERSTOFF

3.1 NACHFRAGE NACH (GRÜNEM) WASSERSTOFF

Bislang beschränkt sich die Nachfrage nach Wasserstoff, der bisher fast ausschließlich aus fossilen Brennstoffen hergestellt wird, hauptsächlich auf die Düngemittelindustrie, Raffinerien und einige weitere industrielle Anwendungen. In diesen Sektoren wird eine zeitnahe Umstellung von fossilem (hauptsächlich grauem) Wasserstoff auf grünen Wasserstoff mit geringen bis gar keinen zusätzlichen Vorabinvestitionen für den Abnehmer möglich sein. Diese Bereiche stellen also einen offensichtlichen Einstiegspunkt für grünen Wasserstoff dar. Dabei wird die preisliche Wettbewerbsfähigkeit mit grauem Wasserstoff eine entscheidende Rolle spielen. Der Markt für grünen (und anderen

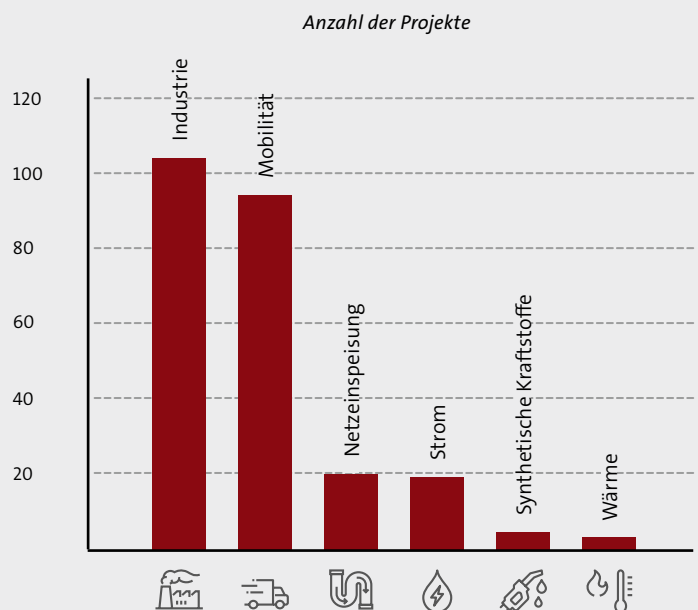
emissionsarmen) Wasserstoff dürfte jedoch wesentlich größer sein als der bestehende Markt für fossilen Wasserstoff, da er überall dort zur Dekarbonisierung beitragen kann, wo Treibhausgasemissionen bislang schwer zu vermeiden sind, indem er andere (primäre) fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdgas und Erdöl oder deren verarbeitete Derivate ersetzt. Dies gilt insbesondere für Anwendungen in der Schwerindustrie (z. B. Stahl) und für bestimmte Mobilitäts- und Verkehrsanwendungen (vor allem Schifffahrt, Luftfahrt und Schwerlastverkehr), bei denen Wasserstoff und seine Derivate häufig die effizienteste – und manchmal auch die einzige technisch machbare – Dekarbonisierungsoption darstellen. Die Verwendung von grünem Wasserstoff für diese neuen Anwendungen erfordert in der Regel zusätzliche Investitionen für die Um- oder Nachrüstung auf der Abnehmerseite.

DIE GLOBALE ELEKTROLYSEUR-DATENBANK VON AURORA

Die Marktanalyse für grünen Wasserstoff basiert auf der globalen Elektrolyseur-Datenbank von Aurora, die bestehende und geplante Elektrolyseur-Projekte in aller Welt erfasst. Die Mehrheit dieser Projekte basieren auf erneuerbaren Energien. Durch die Erfassung von Informationen zu den technischen, projektspezifischen und finanziellen Details identifiziert Aurora neue Trends am Markt für grünen Wasserstoff. Außerdem erfasst die Datenbank auch die Abnehmer dieser Projekte. Aurora führt aktuell 45 GW an Elektrolyseur-Projekten in ganz Europa auf, die die Frühphase abgeschlossen haben. Diese Projekte haben bestimmte Meilensteine erreicht, wie z. B. die Erteilung der Baugenehmigung, die Genehmigung der Umweltverträglichkeitsprüfung oder die endgültige Investitionsentscheidung.

Frühphasenprojekte, die sich noch in der Planung oder Diskussion befinden und für die noch keine endgültige Investitionsentscheidung vorliegt, ergänzen die Pipeline um weitere 97 GW. In Europa ist die Industrie mit mehr als 100 angekündigten Projekten der am häufigsten genannte Abnehmer, dicht gefolgt vom Mobilitätssektor.

ABB. 13: ABNEHMERBRANCHEN VON ANGEKÜNDIGTEN ELEKTROLYSEUR-PROJEKTEN



Quelle: Aurora Energy Research [AER1]

Neben diesen Abnahmeanwendungen könnte grüner Wasserstoff mit dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittel- bis langfristig auch eine wichtige Rolle bei der Netzstabilisierung und der Stromspeicherung spielen. Damit konkurriert grüner Wasserstoff nicht nur mit grauem Wasserstoff, sondern kann in vielen Fällen auch andere fossile Brennstoffe ersetzen – je nach Branche kann das ein entscheidender Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sein. In vielen Projekten gibt es gewisse Überschneidungen bei den Abnehmertypen. Dadurch hat ein Elektrolyseur mehr als einen potenziellen Endnutzer. **Abbildung 13** zeigt, in welchen Branchen grüner Wasserstoff bereits gefragt ist und wo die Nachfrage in den nächsten Jahren vermutlich zunehmen wird.

3.2 BEREITSTELLUNG UND PRODUKTIONSKOSTEN VON (GRÜNEM) WASSERSTOFF

Bisher basiert die Wasserstofferzeugung fast vollständig auf fossilen Brennstoffen – insbesondere Gas (grauer Wasserstoff, siehe Kapitel 2) mittels Methan-Dampfreformierung (SMR) oder autothermer Reformierung (ATR). Für die Dekarbonisierung der Wirtschaft dürfte aber die Erzeugung aus (erneuerbarem) Strom mittels Elektrolyse von größter Bedeutung sein. Es ist keine Überraschung, dass die Kostentreiber von strombasiertem Wasserstoff ganz andere sind als die von fossilem Wasserstoff. > **Siehe Tabelle 4** Es gibt zwar auch andere Formen von fossilem und strombasiertem Wasserstoff (siehe Kapitel 2). Grauer und grüner Wasserstoff sind jedoch die wichtigsten und stehen daher im Fokus unserer Kostenanalyse.

TABELLE 4: ANNAHMEN UND ERGEBNISSE DER KOSTENPROGNOSEN FÜR GRAUEN WASSERSTOFF

FÜR DIE LCOH VERWENDETE PARAMETER	SZENARIO 1	SZENARIO 2	SZENARIO 3
Kosten für Methandampfreformierung (SMR) (€/kW)		500–550	
Lebensdauer in Jahren		30	
Lastfaktor (%)		95	
Effizienz (%)		80	
Durchschnittl. Gasgroßhandelspreis über die Lebensdauer (€/MWh)	30	70	150
Durchschnittliche/r CO ₂ -Preis oder -Steuer über die Lebensdauer (€/t CO ₂)	0	100	150
LCOH von grauem Wasserstoff (€/kg) ¹	2	5	9

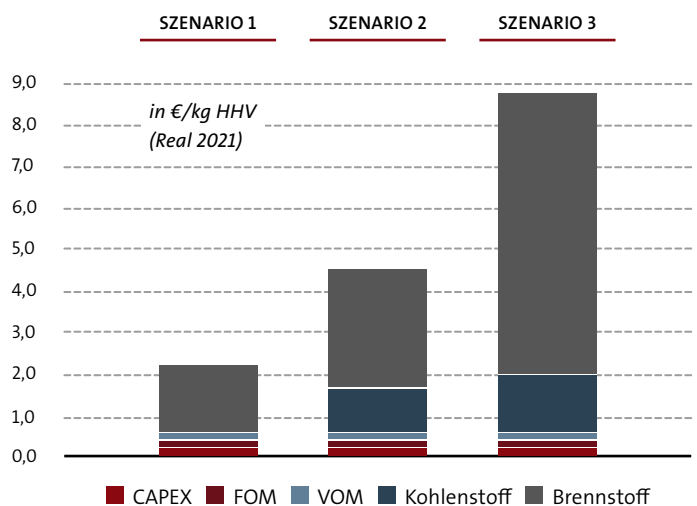
1) Aurora Energy Research geht in seiner zentralen Einschätzung davon aus, dass die Hersteller von grauem Wasserstoff nicht für CO₂-Emissionen bezahlen und die LCOH von heute in Europa in Auftrag gegebenen grauen Wasserstoffprojekten damit 2 €/kg betragen.

Strombasierter Wasserstoff hat völlig andere Kostentreiber als fossiler Wasserstoff

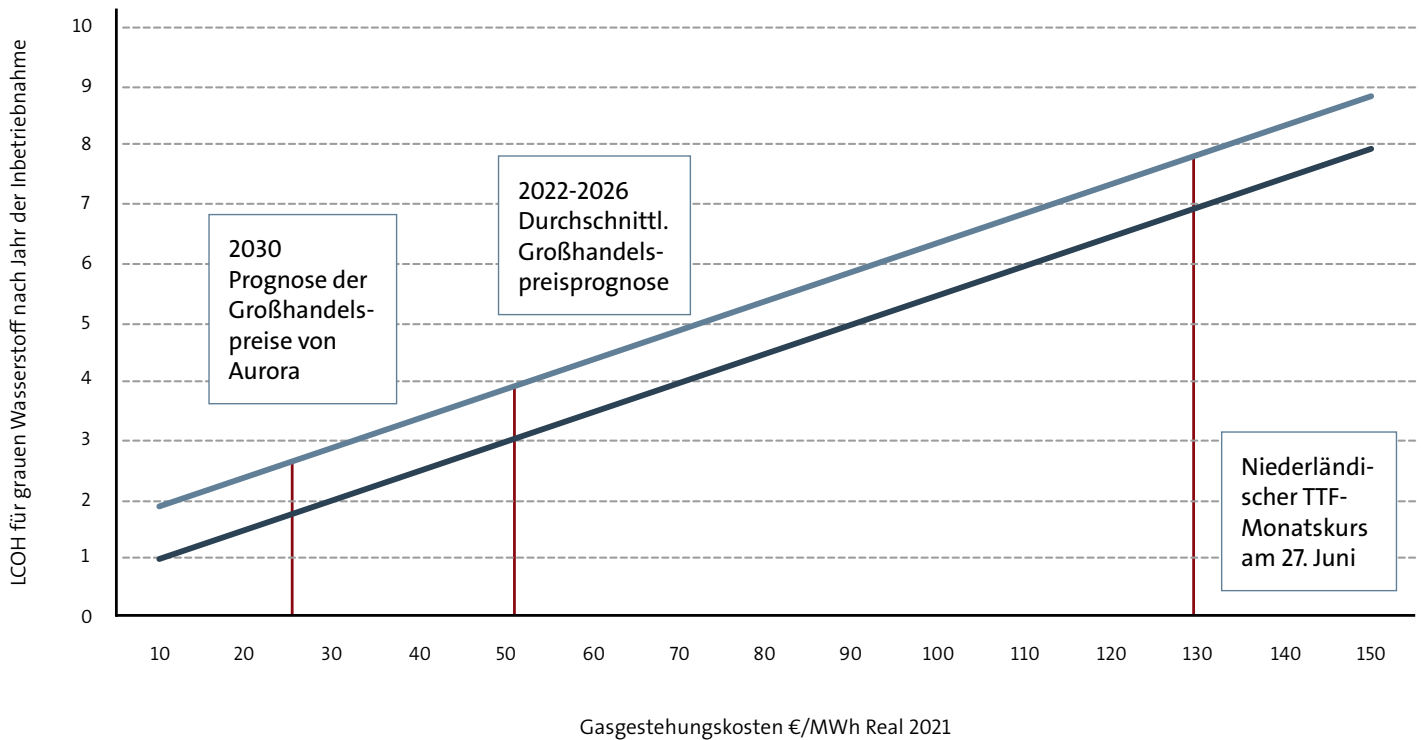
Die Kosten für die Produktion von Wasserstoff werden im Allgemeinen als Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) oder Gestehungskosten für Wasserstoff angegeben. Die LCOH werden berechnet, indem der Kapitalwert (NPV) der Kosten über die gesamte Lebensdauer der Anlage durch den NPV der gesamten Wasserstoffproduktion über die Lebensdauer der Anlage geteilt wird. LCOH von 5 €/kg H₂ im Jahr 2023 entsprechen beispielsweise den abgezinsten durchschnittlichen Produktionskosten über die gesamte Lebensdauer einer Anlage, die im Jahr 2025 in Betrieb geht. Die tatsächlichen Produktionskosten innerhalb eines Jahres können erheblich schwanken. Ein Elektrolyseur, der ohne Hedging an das Netz angeschlossen ist, ist den stündlichen Strompreisen ausgesetzt, während ein SMR-Kraftwerk den Schwankungen des Erdgaspreises unterworfen sein kann.

Die LCOH lassen sich im Allgemeinen in zwei Komponenten unterteilen: Kapitalkosten und Betriebskosten. Die Kapitalkosten betreffen im Wesentlichen die Kosten für die Technologie selbst. Die Betriebskosten hängen davon ab, wie das Elektrolyseursystem (für grünen Wasserstoff) oder der Methandampfreformer (für grauen Wasserstoff) ausgelegt ist, wobei Wirkungsgrad und Lastfaktor sowie die Beschaffungskosten für Strom (bei grünem Wasserstoff) bzw. Erdgas (bei grauem Wasserstoff) berücksichtigt werden.

ABB. 14: DREI SZENARIEN FÜR DIE LCOH VON GRAUEM WASSERSTOFF



Quelle: Aurora Energy Research [AER 2] [AER 3]

ABB. 15: SENSITIVITÄT DER LCOH VON GRAUEM WASSERSTOFF GEGENÜBER DEM ERDGASPREIS

Quelle: Aurora Energy Research [AER 4]

■ LCOH keine CO₂-Kosten ■ LCOH CO₂-Kosten 100 €/Tonne

Bei der Analyse der LCOH werden Erlösbestandteile wie Subventionen und Einnahmen aus dem Verkauf des Wasserstoffs nicht berücksichtigt, wohl aber Kostenbefreiungen wie Steuererleichterungen für die Elektrolyse oder CO₂-Steuern auf fossile Brennstoffe.

Grauer Wasserstoff

Die Kosten von grauem Wasserstoff beinhalten:

- die Kapital- oder Investitionskosten (CapEx) des Methan-Dampfreformierers oder autothermen Reformierers
- feste Betriebs- und Wartungskosten (Fixed Operations and Maintenance Costs, FOM), die nicht mit der Menge der erzeugten Brennstoffe variieren
- variable Betriebs- und Wartungskosten (Variable Operations and Maintenance Costs, VOM), die mit der Menge der erzeugten Brennstoffe variieren
- die Kosten für den Bezug von Erdgas
- Steuern auf Treibhausgasemissionen, sofern relevant

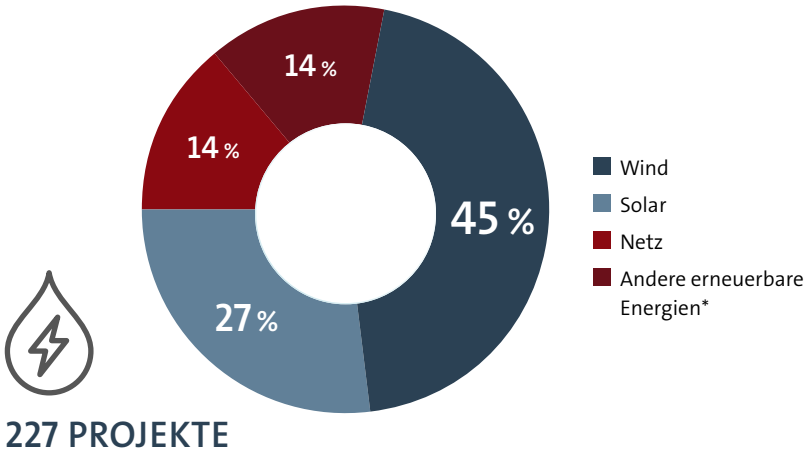
Die Produktion von grauem Wasserstoff ist eine ausgereifte Technologie. Die Investitionsausgaben sind vergleichsweise stabil, und Aurora rechnet nicht mit einem Rückgang der Kapitalkosten oder Skaleneffekten im Laufe der Zeit.

Brennstoffbezugskosten (d.h. die Kosten von Erdgas und, sofern relevant, die „Strafzahlungen“ für Treibhausgasemissionen) sind die bei Weitem bedeutendsten Kostentreiber. Angesichts der aktuellen Schwankungen auf dem Erdgasmarkt haben wir berechnet, wie sich die LCOH von grauem Wasserstoff mit dem Gaspreis verändern.

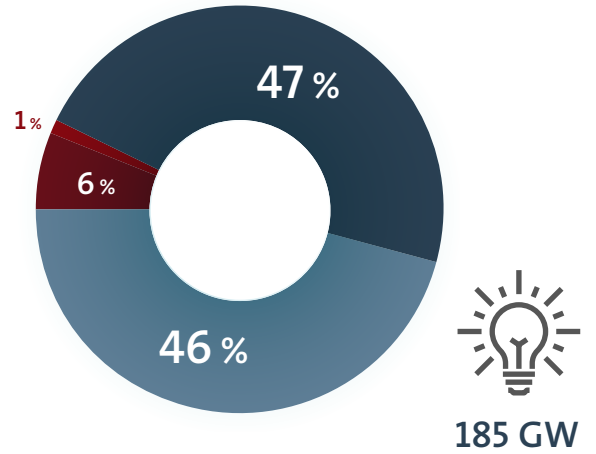
Abbildung 15 zeigt die Sensitivität der LCOH von grauem Wasserstoff gegenüber dem Bezugspreis für Erdgas. Als die Erdgasgestehungskosten im ersten Halbjahr 2022 über 100 €/MWh stiegen, überstiegen die resultierenden LCOH 5 €/kg für Wasserstoff mit höherem Heizwert (HHV) in realen Preisen von 2021. Zur Veranschaulichung der Auswirkungen eines potenziellen CO₂-Preises zeigt die Abbildung die LCOH einmal ohne Anwendung eines CO₂-Preises und einmal unter Annahme von Kosten in Höhe von 100 €/Tonne CO₂. Ein häufig diskutierter Ansatz zur Verringerung der CO₂-Intensität von grauem Wasserstoff ist die CO₂-Abscheidung und -speicherung (CCS); das daraus resultierende Produkt wird als „blauer Wasserstoff“ bezeichnet. Die zusätzlichen CapEx und FOM für CCS unterscheiden sich recht deutlich und führen zu steigenden LCOH im Bereich von 0,4–0,8 €/pro Kilogramm blauen Wasserstoffs im Vergleich zu grauem Wasserstoff.

ABB. 16: ANZAHL UND LEISTUNG EUROPÄISCHER ELEKTROLYSEUR-PROJEKTE NACH ENERGIEQUELLE

ANZAHL EUROPÄISCHER ELEKTROLYSEUR-PROJEKTE



LEISTUNG DER ELEKTROLYSEUR-PROJEKTE IN EUROPA



*Andere erneuerbare Energien: Quelle der erneuerbaren Energie ist nicht durch das Projekt definiert; Quelle: Aurora Energy Research [AER5] [AER6]

Grüner Wasserstoff

Wie in Kapitel 2 beschrieben, kann Wasserstoff durch Elektrolyse mit Hilfe von Strom erzeugt werden. Im Prinzip kann der Strom aus verschiedenen Quellen stammen, zum Beispiel auch aus fossilen Brennstoffen wie Gas. Die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen für die Elektrolyse führt jedoch zu der geringsten CO₂-Intensität des erzeugten Wasserstoffs und steht daher im Mittelpunkt unserer Analyse. Laut Auroras globaler Elektrolyseur-Datenbank sollen die meisten in Europa geplanten Elektrolyseur-Projekte mit Solar- oder Windenergie oder einer Kombination aus beidem betrieben werden. Gemessen an der Zahl der Projekte ist die Windkraft mit über 100 Projekten die beliebteste Energiequelle.

Gemessen an der Kapazität liegen Wind und Solar mit jeweils rund 87 GW fast gleichauf. Eine geringere Anzahl von Projekten ist darauf ausgelegt, Strom aus dem Netz oder aus einer Kombination anderer erneuerbarer Energiequellen wie Wasserkraft zu beziehen. > Siehe Abbildung 16. Aurora vergleicht die Kosten für grünen Wasserstoff auf Basis der LCOH, sodass die Kosten verschiedener Optionen verglichen werden können, auch wenn sie unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen.

Die Kosten von grünem Wasserstoff setzen sich zusammen aus:

- Investitionskosten (CapEx), die den Elektrolyseur und die Balance-of-Plant (BoP) umfassen
- FOM
- VOM

- Stack-Austauschkosten: Aurora geht von einem vollständigen Stack-Austausch nach einer bestimmten Anzahl an Betriebsstunden aus
- Kosten der benötigten Strommenge – Dies ist die wichtigste Betriebskostenkomponente, die je nach Aufbau des Elektrolyseurs erheblich variiert.
- Zusätzliche Gebühren – Gebühren (z. B. Steuern) im Zusammenhang mit dem Anschluss an das Stromnetz

TABELLE 5: ALLGEMEINE ANNAHMEN VON AURORA ZU KOSTENPROGNOSEN FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

FÜR LCOH VERWENDETE PARAMETER	2022	2030
Kosten des PEM-Elektrolyseurs inkl. BoP (€/kW)	1.400	1.000
Wirtschaftliche Nutzungsdauer (Jahre)	25	25
Stack-Lebensdauer (Stunden)	70.000–75.000	75.000–80.000
Stack-Austauschkosten (% der CapEx)	15	15
Effizienz (%)	65–70	70–80

Quelle: Aurora Energy Research [AER7]

Die Investitionskosten (CapEx) für einen Elektrolyseur werden aktuell auf etwa 1.400 €/kW Stromaufnahmekapazität geschätzt. Durch technologische Verbesserungen und Skaleneffekte werden die Preise in den kommenden Jahren voraussichtlich fallen. Die Kosten der verwendeten Materialien, wie zum Beispiel der Katalysatoren, könnten jedoch steigen. Aurora geht davon aus, dass die gesamten Investitionskosten für einen PEM-Elektrolyseur einschließlich der BoP bis zum Jahr 2030 auf 1.000 €/kW sinken werden. Die Auslastung und die Beschaffungskosten für Strom sind miteinander korreliert. In der Modellrechnung von Aurora führt der Betrieb eines Elektrolyseurs nur in Zeiten niedriger Strompreise zu niedrigen Stromkosten, aber auch zu einer geringeren Kapazitätsauslastung. Eine Steigerung der Auslastung durch den Betrieb eines Elektrolyseurs auch in Zeiten von höheren Strompreisen führt dagegen zu höheren durchschnittlichen Strombezugskosten.

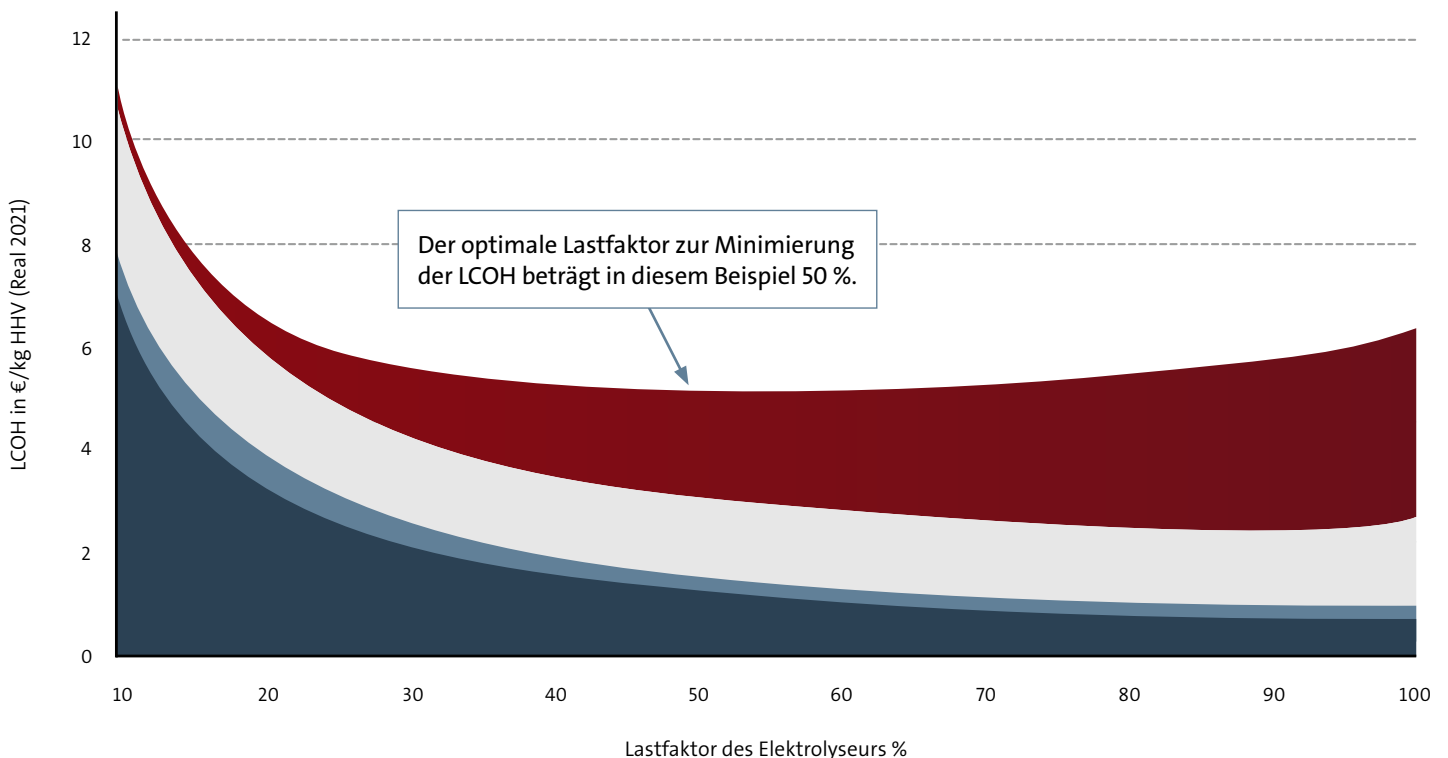
Der Lastfaktor wirkt sich wiederum auf die LCOH aus. Ein niedriger Lastfaktor von etwa 10-30 % bedeutet, dass die Investitionskostenkomponente der LCOH relativ hoch ist, während der Anteil der Stromkosten relativ gering ist. Auf der anderen Seite bedeutet ein hoher Lastfaktor von 90-100 %, dass der Elektrolyseur den höchsten Strompreisen ausgesetzt ist.

”
Aurora Energy geht davon aus, dass die Investitionskosten für einen PEM-Elektrolyseur von derzeit 1.400 auf rund 1.000 EUR/KW bis zum Jahr 2030 sinken werden

Tabelle 5 zeigt ein Beispiel für einen flexiblen, an das Stromnetz angeschlossenen Elektrolyseur (wie unten erläutert) im Norden Großbritanniens, der 2030 in Betrieb genommen wird; der optimale Lastfaktor zur Minimierung der LCOH ist 50 %.
 >Siehe Abbildung 17

Wenn der Elektrolyseur Strom aus dem Netz bezieht, richtet sich die Kohlenstoffintensität des erzeugten Wasserstoffs nach der Kohlenstoffintensität des Netzes in den betreffenden Stunden. Die Kohlenstoffintensität des Netzes wiederum wird durch den Stromerzeugungsmix und die Speicherkapazitäten des Stromnetzes bestimmt. In der Regel sind die Strompreise und die CO₂-Intensität des Netzes positiv miteinander korreliert.

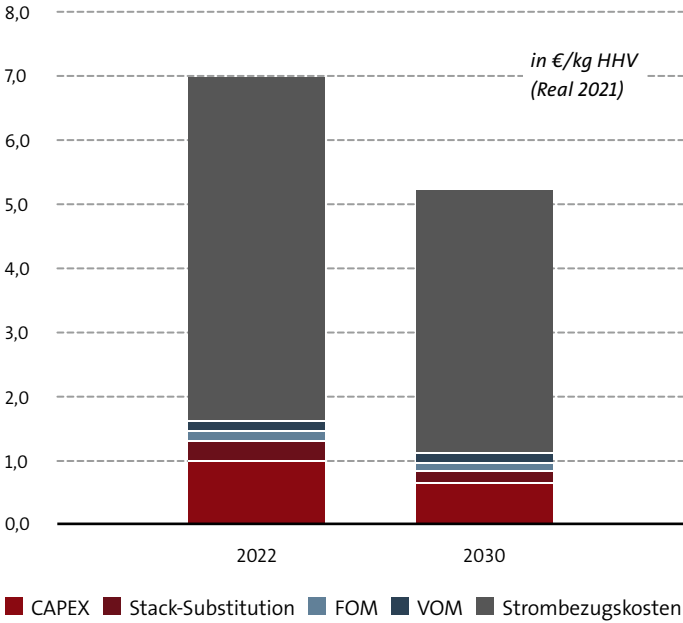
ABB. 17: LCOH FÜR EINEN IM JAHR 2030 IN EUROPA IN BETRIEB GENOMMENEN NETZGEKOPPELTEN ELEKTROLYSEUR



Quelle: Aurora Energy Research [AER7]

■ CAPEX ■ FOM ■ Zusätzliche Kosten ■ Strombezugskosten

ABB. 18: LCOH FÜR EINEN INFLEXIBLEN ELEKTROLYSEUR MIT NETZANSCHLUSS IN NORDWEST-EUROPA NACH JAHR DER INBETRIEBNAHME



Ohne Netzentgelte und Abgaben, die die LCOH weiter erhöhen;
Quelle: Aurora Energy Research [AER9]

Solar- und Windenergie verursachen keine direkten CO₂-emissionen, und eine hohe Solar- und Winderzeugung dämpft die Strompreise. In Zeiten geringer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energiequellen und in Ermangelung ausreichender Speicherkapazitäten wird der Grundlaststrombedarf wahrscheinlich durch fossilen Strom gedeckt. Hohe Auslastungsgrade von netzgekoppelten Elektrolyseuren sind daher in der Regel mit einer höheren Kohlenstoffintensität des bezogenen Stroms und damit des erzeugten Wasserstoffs verbunden. Aufgrund ihres Ausbaus werden die erneuerbaren Energien in Zukunft wahrscheinlich ein noch wichtigerer Bestimmungsfaktor für die Strompreise am Spotmarkt und die Kohlenstoffintensität des Netzes sein.

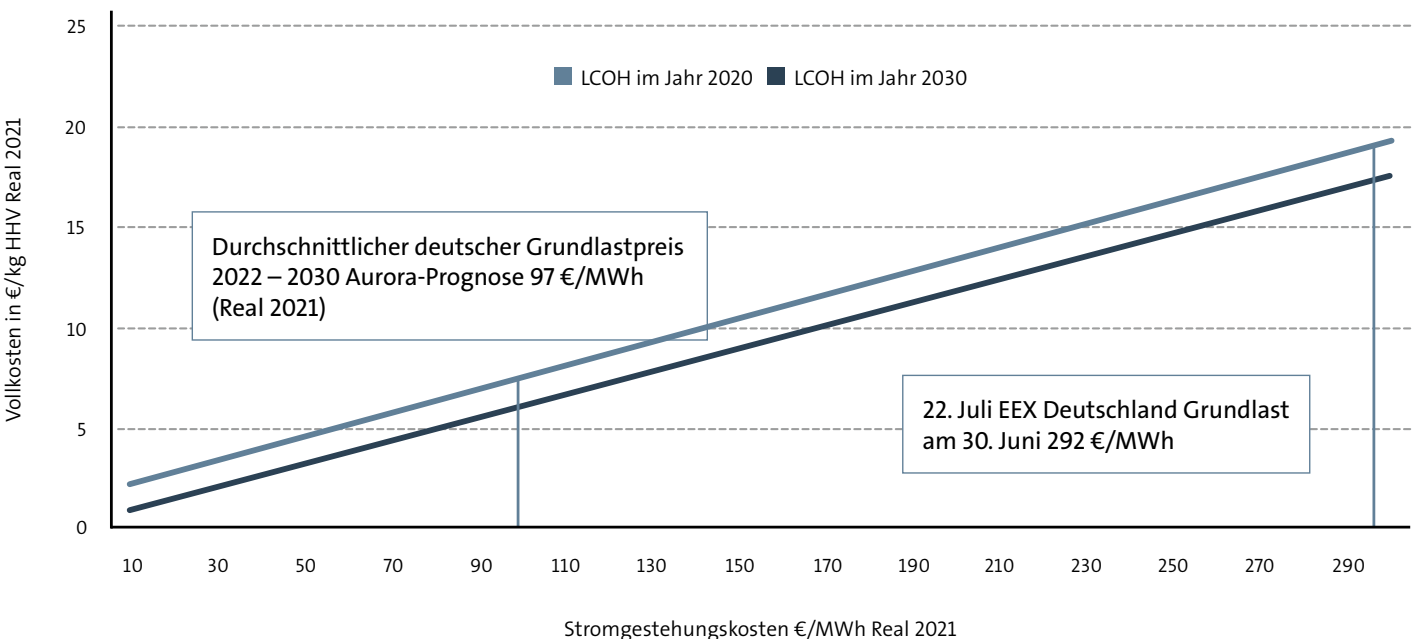
3.3 GESCHÄFTSMODELLE FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

Aurora Energy Research hat die LCOH verschiedener Arten von Elektrolyseuren untersucht, die als „Elektrolyseur-Geschäftsmodelle“ bezeichnet werden. Diese Modelle basieren auf Projekten in der Elektrolyseur-Datenbank. Die wichtigsten von Aurora untersuchten Modelle sind:

a) Unflexibler, netzgekoppelter Elektrolyseur

Bei rund 30 Projekten in Europa werden voraussichtlich Netzimporte die Hauptstromquelle sein. Dieses Elektrolyseur-Geschäftsmodell wird ausschließlich mit Netzstrom betrieben.

ABB. 19: LCOH FÜR EINEN NETZGEKOPPELTEN, UNFLEXIBLEN ELEKTROLYSEUR IN NORDWESTEUROPA NACH STROMBEZUGSKOSTEN



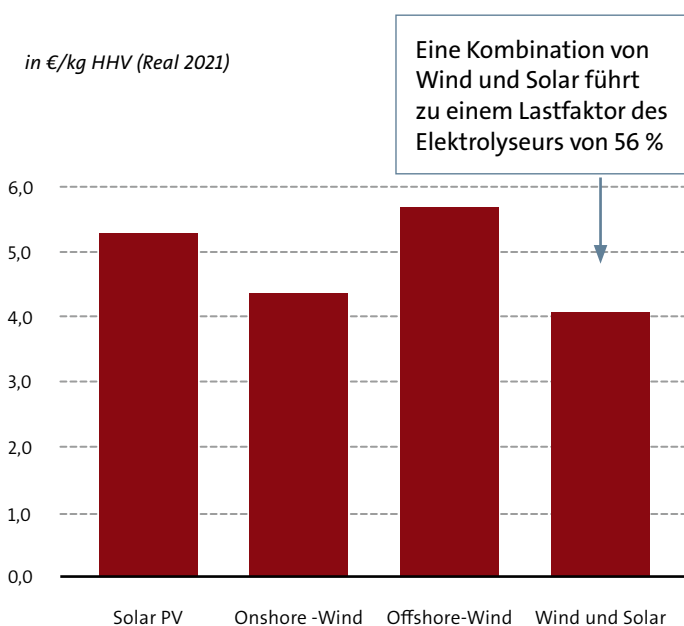
Quelle: Aurora Energy Research [AER 4]

Es bedarf weder einer physischen Kopplung an eine Erneuerbaren-Anlage noch eines physischen PPA, obwohl der Strom durch den Erwerb von Herkunftsnachweisen oder durch die Unterzeichnung eines PPA als grün eingestuft werden könnte. Durch seinen Netzanschluss könnte der Elektrolyseur mit hohem Lastfaktor laufen und so eine stabile Wasserstoffherzeugung gewährleisten. Zu den Voraussetzungen gehören die erforderliche Nähe zum Stromnetz, die Kapitalkosten für den Netzanschluss und die Belastung durch Netzgebühren.

Unter der Annahme, dass der Elektrolyseur mit hoher und konstanter Auslastung läuft, machen die Stromkosten in diesem Geschäftsmodell den Großteil der LCOH aus, da die Investitionskosten und andere Komponenten relativ stabil sein dürften. Im Beispiel in **Abbildung 18** werden die LCOH des durchschnittlichen Elektrolyseurs in Nordwesteuropa (Großbritannien, Deutschland, Niederlande, Frankreich) aufgrund des erwarteten Rückgangs der Großhandelspreise für Strom in Europa von fast 7 €/kg im Jahr 2022 bis 2030 auf gut 5 €/kg sinken. Da die Stromkosten die größte Variable darstellen, verdeutlicht **Abbildung 19** den Zusammenhang zwischen den angenommenen Strombezugskosten und den LCOH.

Die CO₂-Intensität des Wasserstoffs kann als die gewichtete durchschnittliche CO₂-Intensität des aus dem Netz bezogenen Stroms berechnet werden. Nach dem derzeitigen Entwurf des

ABB. 20: LCOH FÜR ELEKTROLYSEUR MIT KOPPLUNG AN ERNEUERBAREN-ANLAGEN (INSELBETRIEB) IN FRANKREICH, INBETRIEBNAHME 2025



Quelle: Aurora Energy Research [AER11]

delegierten Rechtsakts RED II (mehr dazu in Kapitel 4) würde Wasserstoff, der im Rahmen dieses Geschäftsmodells erzeugt wird, bestenfalls in sehr wenigen Ländern, in denen der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung bereits sehr hoch ist, als grün eingestuft werden.

b) Flexibler, netzgekoppelter Elektrolyseur

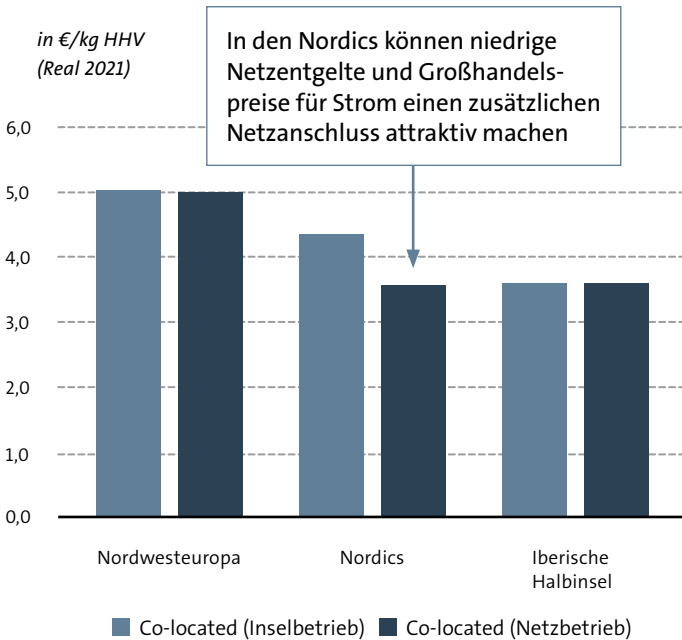
Dieser Elektrolyseur bezieht ebenfalls seinen gesamten Strom aus dem Netz, aber im Gegensatz zum inflexiblen Elektrolyseur mit Netzanschluss variiert er seine Betriebszeiten, um die LCOH zu minimieren. Durch diese Optimierung wird vermieden, dass in Zeiten hoher Strompreise und hoher Netzgebühren Strom bezogen wird, sodass ein niedrigerer LCOH erzielt werden kann. Infolgedessen ist der Lastfaktor variabel und es wird nicht regelmäßig Wasserstoff produziert.

Einige zu berücksichtigende Faktoren sind:

- Variable Wasserstoffherzeugung: Die Vorgabe eines Mindestlastfaktors für den Elektrolyseur, z. B. in Form einer täglichen Untergrenze, würde bedeuten, dass das Wasserstoffherzeugungsprofil eine gleichmäßige Produktion über das ganze Jahr hinweg gewährleistet und lange Perioden ohne Wasserstoffproduktion vermieden werden. Dies würde die LCOH erhöhen, da der Elektrolyseur auch in den teureren Stunden betrieben werden müsste.
- Speicherinfrastruktur: Die Ergänzung des Elektrolyseurs durch einen Speicher vor Ort oder auf Systemebene kann dazu beitragen, die Produktion zu glätten und sie an das Abnahmeprofil des Verbrauchers anzupassen. Durch die zusätzliche Speicherung steigen jedoch auch die Kosten für den Wasserstoff.
- Liquidität des Wasserstoffmarktes: Bestimmte Anwendungsfälle erfordern kein gleichmäßiges Erzeugungsprofil, sodass der voll flexible Elektrolyseur auch hier eine gute Option sein kann. In einem ausreichend liquiden Markt zum Beispiel könnte ein Elektrolyseur seine Produktion über die Netzeinspeisung verkaufen.

Wie bereits erwähnt, werden die Strompreise hauptsächlich durch die Nachfragezyklen und die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien beeinflusst. Da der Elektrolyseur bei diesem Geschäftsmodell vor allem dann läuft, wenn die Strompreise niedrig sind, wird er wahrscheinlich einen großen Teil seines Stroms aus erneuerbaren Energien beziehen. Voraussetzung für die Einstufung des Wasserstoffs als „grün“ im Sinne der RED II (siehe Kapitel 4) sind allerdings entsprechende PPA oder Herkunftsnachweise sowie die Einhaltung der zeitlichen und geografischen Vorgaben.

ABB. 21: LCOH FÜR OPTIMAL BEMESSENEN ELEKTROLYSEUR MIT DIREKTER KOPPLUNG AN LOKALE ERNEUERBAREN-ANLAGEN IM INSELBETRIEB VS. NETZANSCHLUSS, INBETRIEBNAHME 2025



Quelle: Aurora Energy Research [AER12]

c) An lokale Erneuerbaren-Anlagen gekoppelter Elektrolyseur, Inselmodus (kein Netzanschluss)

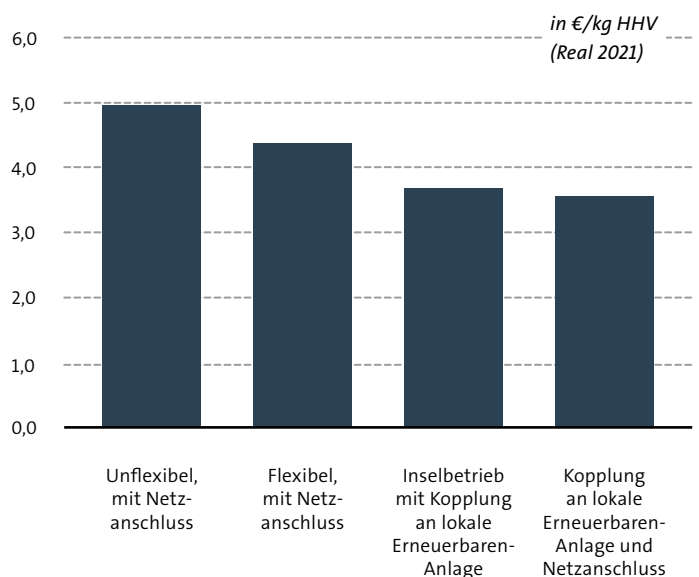
In der Elektrolyseur-Datenbank von Aurora gibt es bei den meisten Projekten Anzeichen, dass die Hauptstromquelle Solar- oder Windenergie sein wird. Innerhalb dieser Gruppe besteht ein Geschäftsmodell darin, den Elektrolyseur am Standort eines Solar- und/oder Windparks aufzustellen und ganz auf den Netzanschluss zu verzichten. Damit hat der Elektrolyseur Zugang zu kohlenstofffreier, erneuerbarer Energie zu niedrigen Grenzkosten. Aurora geht davon aus, dass die Vollkosten für Strom aus erneuerbaren Energien im Laufe der Zeit aufgrund von Skaleneffekten sinken werden, wodurch sich der Anteil der Brennstoffkosten für dieses Geschäftsmodell verringert. In diesem Fall kann der Elektrolyseur in einem optimalen Verhältnis zur Erneuerbaren-Anlage dimensioniert werden, um den Lastfaktor des Elektrolyseurs zu maximieren, aber auch, um den Verlust an erneuerbarer Energie zu minimieren. Ohne Netzanschluss kann er an einem Standort mit guter Erneuerbaren-Leistung, aber ohne Zugang zum Stromnetz aufgestellt werden und zahlt keine Netzgebühren. Der Nachteil ist, dass die Wasserstoffproduktion in diesem Fall vom Stromerzeugungsprofil der Erneuerbaren-Anlage abhängt. Wie beim Elektrolyseur mit Netzanschluss werden die Wasserstoffproduktion und der Lastfaktor variabel sein. **Abbildung 20** vergleicht die LCOH für Elektrolyseure, die an Solaranlagen, Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen und eine

Kombination aus Wind- und Solaranlagen angeschlossen sind. Die Modellierung von Aurora zeigt, dass durch die Kombination der Erzeugungsprofile von Wind- und Solarkraft mit demselben Elektrolyseur sowohl ein höherer Lastfaktor des Elektrolyseurs als auch niedrigere LCOH erreicht werden können. Grund sind die komplementären Erzeugungsprofile von Solar- und Windkraft. Projekte, die nach diesem Geschäftsmodell entwickelt werden, beziehen ihren Strom zu 100 % aus erneuerbaren Quellen und sollten nach dem aktuellen Entwurf des delegierten Rechtsakts RED II als grün eingestuft werden.

d) An lokale Erneuerbaren-Anlagen gekoppelter Elektrolyseur mit Netzanschluss

Dieser Elektrolyseur bezieht Strom aus einer Erneuerbaren-Anlage, verfügt aber auch über einen Netzanschluss, über den er zusätzlich Strom beziehen kann, wenn die Erneuerbaren-Anlage keinen Strom erzeugt. In diesem Fall kann die Erneuerbaren-Anlage auch Strom in das Netz einspeisen, wodurch die Gesamtprojekterlöse diversifiziert und Stromverluste verringert werden. Der Elektrolyseur wird so optimiert, dass er nur dann Strom aus dem Netz bezieht, wenn die Einnahmen aus der Wasserstoffherzeugung hoch genug sind, um die damit verbundenen Strom- und Netzkosten zu rechtfertigen. **Abbildung 21** zeigt die erwarteten LCOH für das Inselmodell mit erneuerbaren Energien und das Netzmodell mit erneuerbaren Energien für drei verschiedene europäische Regionen. Es wird deutlich, dass die relativ niedrigen Netzentgelte

ABB. 22: LCOH FÜR EIN 2025 IN BETRIEB GENOMMENES ELEKTROLYSEUR-GESCHÄFTSMODELL, EUROPÄISCHE DURCHSCHNITTSWERTE



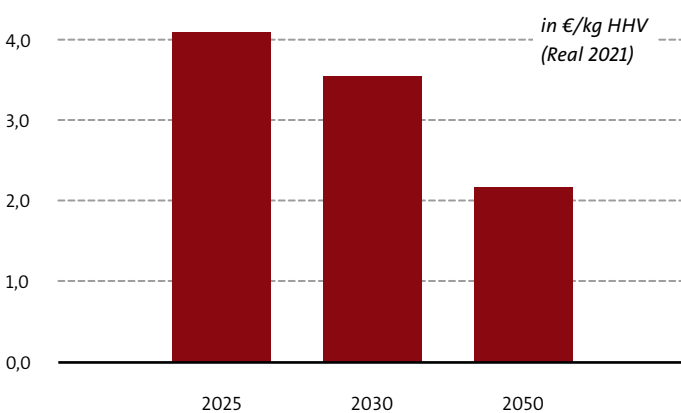
Quelle: Aurora Energy Research [AER13]



In einigen Ländern wie Spanien, GB und Norwegen werden die LCOH für grünen Wasserstoff in den 2030er Jahren voraussichtlich unter die Kosten für blauen Wasserstoff fallen.

in Skandinavien dazu führen, dass ein Netzanschluss die LCOH tatsächlich senkt. Die Kohlenstoffintensität des mit diesem Modell erzeugten Wasserstoffs und damit seine Einstufung nach RED II hängen davon ab, wie viel Strom aus dem Netz bzw. aus der lokalen Erneuerbaren-Anlage bezogen wird, sowie von der Kohlenstoffintensität des aus dem Netz bezogenen Stroms.

ABB. 23: LCOH EINES ELEKTROLYSEURS UNTER OPTIMALEN BEDINGUNGEN

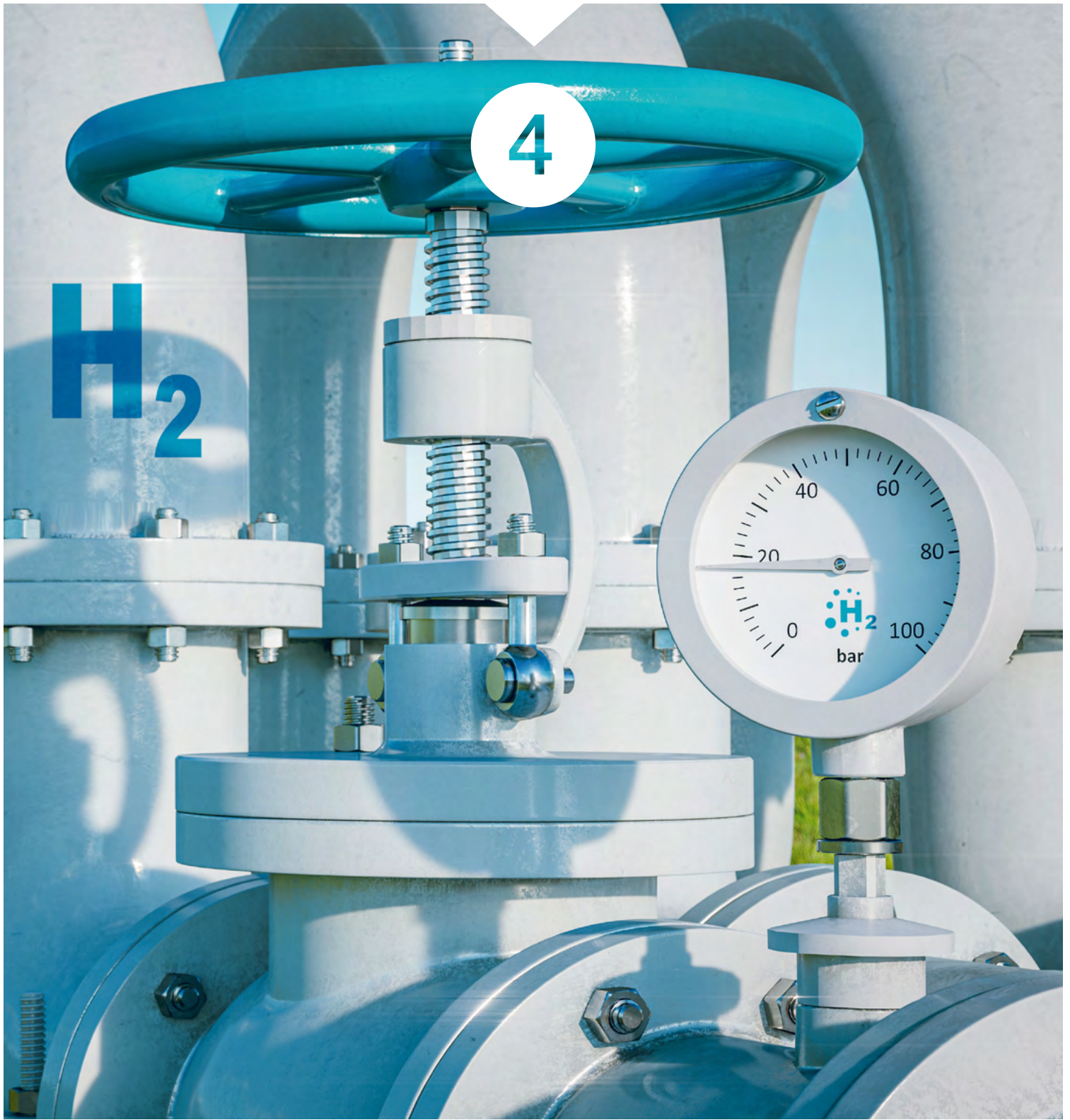


Elektrolyseur, der optimal für die angeschlossene Erneuerbaren-Anlage dimensioniert ist, und mit optimaler Netzanbindung, nach Jahr der Inbetriebnahme im Durchschnitt von acht ausgewählten europäischen Ländern; Quelle: Aurora Energy Research [AER14]

Vergleich aller vier Geschäftsmodelle

In der Elektrolyseur-Datenbank von Aurora sind solar- und windkraftbetriebene Elektrolyseure der häufigste Typ. Ob diese Projekte im Inselmodus oder mit Netzanschluss arbeiten werden, ist jedoch noch unklar. Im europäischen Durchschnitt ermöglicht die Kopplung an Erneuerbaren-Anlagen im Vergleich zum reinen Netzanschluss niedrigere LCOH und eine geringere Kohlenstoffintensität. Je nach Region kann ein zusätzlicher Netzanschluss bei Kopplung an eine lokale Erneuerbaren-Anlage die LCOH senken. Dadurch erhöht sich jedoch die Kohlenstoffintensität des Wasserstoffs. Es ist davon auszugehen, dass die Gesamtkosten für die Produktion von grünem Wasserstoff mit der Zeit sinken werden. In einigen Ländern wie Spanien, Großbritannien und Norwegen werden die Kosten für grünen Wasserstoff in den 2030er Jahren voraussichtlich unter die Kosten für blauen Wasserstoff fallen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von grünem Wasserstoff in hohem Maße von der Projektconfiguration und dem jeweiligen Markt abhängt, die Kosten mit der Zeit aber voraussichtlich sinken werden. Unabhängig vom gewählten Geschäftsmodell liegen die Vollkosten für grünen Wasserstoff derzeit noch über den Kosten für grauen Wasserstoff. Um diese Lücke zu schließen, haben die Regierungen verschiedene Maßnahmen und Subventionen angekündigt, die in Kapitel 4 näher erläutert werden.



4

H₂

WATSON FARLEY
& WILLIAMS

AUTOR



DR. F. MAXIMILIAN BOEMKE,
Partner

KURZÜBERBLICK ÜBER DIE REGULIERUNGSSITUATION

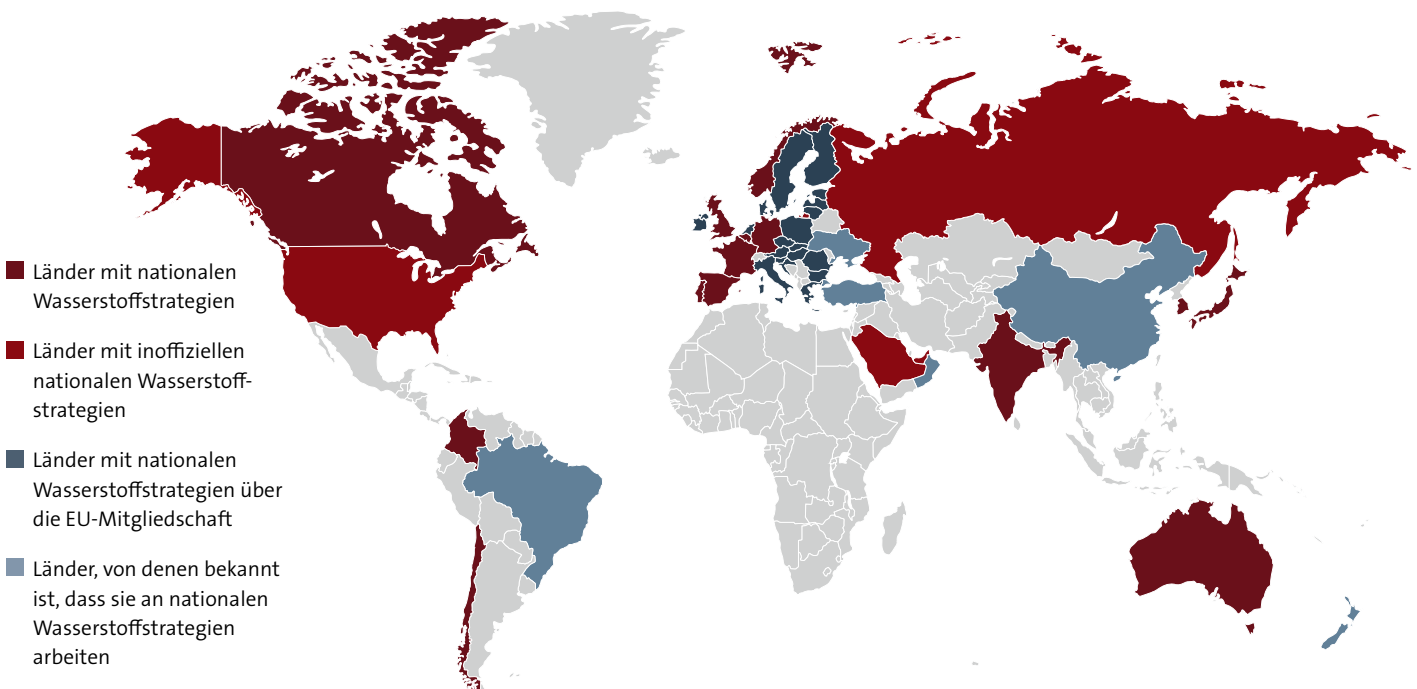
Grüner Wasserstoff wird im Zeitalter der erneuerbaren Energien zweifellos eine Schlüsselrolle spielen. Angesichts des immer deutlicher werdenden Klimawandels können wir jedoch nicht darauf warten, dass die Marktkräfte allein dem grünen Wasserstoff zum Durchbruch verhelfen. Wie in Kapitel 3 erläutert, sind regulatorische Anreize erforderlich, um grünen Wasserstoff in die Schlüsselrolle zu befördern, die er verdient.

Weltweit haben bereits mehr als 20 Staaten eine Wasserstoffstrategie formuliert oder arbeiten aktiv daran. Diese Strategien geben einen guten Überblick über die Pläne und Ziele, die die einzelnen Länder in Bezug auf (grünen) Wasserstoff verfolgen. Sie enthalten auch Aussagen über den zeitlichen Rahmen für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft sowie zu Regulierungsinstrumenten wie Klimaschutz-Differenzverträgen.

(Carbon Contracts for Difference, CCfDs) oder der Finanzierung von transnationalen, wichtigen Vorhaben von gemeinsamen europäischem Interesse (Important Projects of Common European Interest, IPCEI).

Diese Strategien sind wichtige politische Absichtserklärungen. Sie sind jedoch nicht rechtsverbindlich. Ansprüche (beispielsweise auf eine bestimmte Art der Förderung oder die Umsetzung eines Subventionssystems bis zu einem bestimmten Datum) können daraus nicht abgeleitet werden. Deshalb sind Durchführungsrechtsakte erforderlich, um einen verlässlichen Rechtsrahmen für Wasserstoff oder ganz allgemein ein Wasserstoffmarktumfeld zu schaffen. Auf den folgenden Seiten werden die rechtlichen Anreize und der derzeitige Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff erläutert.

ABB. 24: WELTWEITE WASSERSTOFFSTRATEGIEN



Quelle: Recharge-Analyse

4.1 REGULIERUNGSTRUMENTE ZUR FÖRDERUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF

Es gibt mehrere Instrumente zur Förderung der Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff. Auf der Angebotsseite können diese Instrumente darauf abzielen, die Produktionskosten von grünem Wasserstoff (LCOH) und damit das Preisgefälle zwischen grünem Wasserstoff und konkurrierenden fossilen Brennstoffen zu reduzieren.

Auf der Nachfrageseite können Regulierungsinstrumente die Nutzung fossiler Brennstoffe verteuern oder die Marktteilnehmer zum Umstieg auf CO₂-arme Energieträger wie grünen Wasserstoff zwingen.

Angebotsseitige Förderregelungen

Ein wirksamer regulatorischer Ansatz setzt an der Angebotsseite von grünem Wasserstoff an. Zu diesen Maßnahmen gehören nicht rückzahlbare Subventionen, Zuschüsse oder Vorzugsdarlehen zur Finanzierung der Vorabinvestitionen. Ein anderer Ansatz wäre, beschleunigte Steuerabschreibungsregelungen für alle oder Teile der Investitionsausgaben anzubieten und so die Steuerlast der Projektunternehmen in den ersten Betriebsjahren zu verringern. Diesen Instrumenten ist gemeinsam, dass sie darauf abzielen, die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff durch die Verringerung der noch immer relativ hohen LCOH zu steigern. Die IPCEI-Regelung der EU ist ein Beispiel für diesen Ansatz.

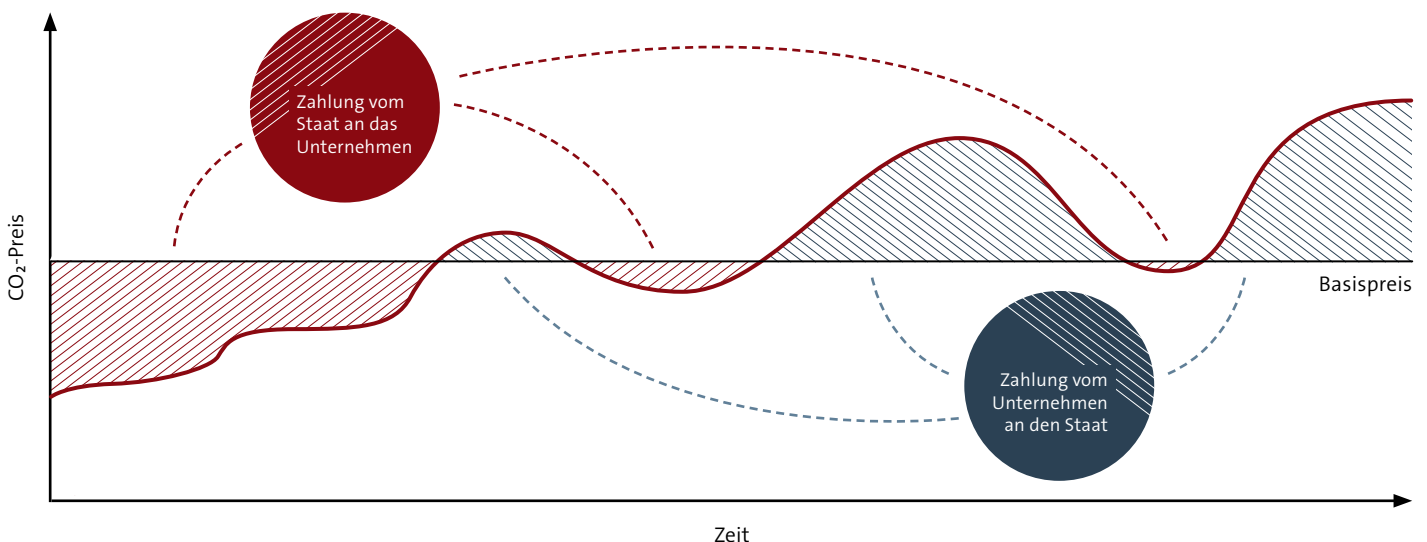
CO₂-Preise und -Steuern

CO₂-Preise oder -steuern setzen auf der Nachfrageseite an und quantifizieren die finanziellen Kosten von THG-Emissionen durch die Belastung der Emittenten mit einem CO₂-Preis oder einer CO₂-Steuer. Da die Nutzung fossiler Brennstoffe in der Regel mit gewissen CO₂-Emissionen verbunden ist, würden ein CO₂-Preis oder eine CO₂-Steuer die Nutzung fossiler Brennstoffe für den Abnehmer teurer machen. Das würde die relative finanzielle Attraktivität von grünem Wasserstoff erhöhen. Ein geläufiger Ansatz ist der Handel von Emissionsrechten über Kohlenstoffmärkte wie das EU-Emissionshandelssystem. Hier müssen die Emittenten Emissionsrechte für jede Tonne CO₂-Emissionen erwerben.

Klimaschutzdifferenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CcFDs)

CcFDs stellen ebenfalls auf die Nachfrageseite für grünen Wasserstoff ab und sollen die Preislücke zwischen grünem Wasserstoff und fossilen Brennstoffen überbrücken. Selbst wenn CO₂-Preise angewendet werden, sind sie oft nicht hoch genug, um grünen Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen. Der Kerngedanke von CcFDs ist, dass der Staat (oder eine andere öffentliche Behörde) einen Vertrag mit dem Abnehmer von grünem Wasserstoff abschließt, der ansonsten CO₂-Emissionszertifikate erwerben müsste, die nun durch die Verwendung von grünem Wasserstoff vermieden werden. Bei CcFDs vereinbaren die Parteien, die Differenz zwischen dem Preis für CO₂-Zertifikate und dem Preis für die Nutzung von grünem Wasserstoff zu zahlen. Im Rahmen der CcFDs wird der Preis für die Nutzung von grünem Wasserstoff zu Beginn festgelegt

ABB. 25: VEREINFACHTE ILLUSTRATION VON CCFDS



Quelle: WFW

(Basispreis). Fällt der Preis für die Emissionszertifikate unter den Basispreis, zahlt der Staat die Differenz an das Unternehmen. Wenn der Preis für CO₂-Emissionen höher ist als der Preis für die Nutzung von grünem Wasserstoff, zahlt das Unternehmen dem Staat den Differenzbetrag. Natürlich ist dies ein stark vereinfachtes Beispiel und jeder Rechtsrahmen muss verschiedene Aspekte berücksichtigen, bevor CCfDs in der Praxis umgesetzt werden können. Ein CCfD-System wird auf jeden Fall den Abnahmepreis für grünen Wasserstoff stützen und damit das Marktrisiko der grünen Wasserstoffproduktion verringern.

Der gegenwärtige Regulierungsrahmen für grünen Wasserstoff umfasst noch keine Regelungen für CCfDs. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die europäischen und nationalen Gesetzgeber in absehbarer Zeit entsprechende Bestimmungen umsetzen werden.

Gesetzliche Auflagen und Verbote

Der radikalste Ansatz zur Förderung von grünem Wasserstoff ist die Einführung rechtlicher Auflagen oder Verbote für bestimmte Marktteilnehmer, insbesondere in CO₂-intensiven Sektoren wie der Kraftstoff-, Stahl- und Chemieproduktion. Diese Mechanismen können auf den CO₂-Fußabdruck der Produkte dieser Unternehmen abstellen oder bestimmte Auflagen in Bezug auf eine anteilige Verwendung von kohlenstoffarmen (oder -freien) Kraftstoffen wie grünem Wasserstoff verhängen. Dadurch wird die Nachfrage nach diesen Kraftstoffen direkt erhöht. Diesen Ansatz verfolgt zum Beispiel die im nächsten Abschnitt vorgestellte RED II-Richtlinie für den Verkehrssektor.

4.2 DAS EU-GESETZESPAKET „FIT FOR 55“

Die Wasserstoffstrategie der Europäischen Union wird durch das „Fit-for-55“-Gesetzespaket umgesetzt, das auch die RED II-Richtlinie umfasst. **Abbildung 26** gibt einen Überblick über die für die Wasserstoffwirtschaft relevanten EU-Verordnungen. Dies zeigt, dass der Regulierungsrahmen für Wasserstoff nicht nur aus einer EU-Richtlinie oder -Verordnung bestehen wird. Stattdessen wird er eine Vielzahl von Bestimmungen umfassen. Welche dieser Regelungen im Einzelfall gelten, hängt weitgehend davon ab, wie der grüne Wasserstoff genutzt wird.

So gelten beispielsweise unterschiedliche Rahmenbedingungen, je nachdem, ob der grüne Wasserstoff als Schiffskraftstoff oder in der Stahlproduktion verwendet werden soll. Viele grundsätzliche Fragen werden jedoch mit der Neufassung der RED II-Richtlinie entschieden werden. Die aktuelle Version enthält bereits relevante Vorgaben für Wasserstoffanwendungen im Verkehrssektor.

RED II legt die EU-weite Zielvorgabe für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnutzung bis 2030 auf 32 % fest, wobei für den Verkehrssektor ein Zielwert von 14 % gilt. Damit müssen die

ABB. 26: GESETZESPAKET „FIT FOR 55“



Quelle: Europäische Union

Mitgliedstaaten sicherstellen, dass bis 2030 mindestens 14 % der im Straßen- und Schienentransport verwendeten Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien stammen. Darüber hinaus definiert RED II eine Reihe von Nachhaltigkeits- und THG-Emissionskriterien, die im Verkehrssektor verwendete flüssige Biokraftstoffe erfüllen müssen, um auf das Gesamtziel von 14 % angerechnet zu werden. RED II bezieht sich größtenteils auf Biokraftstoffe, die aus bestimmten Rohstoffen hergestellt werden, sieht aber auch bestimmte Verwendungszwecke vor, die es den Kraftstofflieferanten ermöglichen, erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBOs), wie z. B. grünen Wasserstoff, zu verwenden, um ihr 14-Prozent-Ziel zu erreichen. Siehe auch Kapitel 2 für eine Erläuterung von RFNBOs wie Methanol, FT-Derivaten und Ammoniak.

Neufassung der RED II-Richtlinie

Am 14. Juli 2021 stellte die Europäische Kommission einen Entwurf zur Revision der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) vor. Die überarbeitete Richtlinie erhöht die Zielvorgabe für den Anteil erneuerbarer Energien insgesamt auf 40 %. Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor wird auf 26 % bis 2030 festgesetzt. Für erneuerbaren Kraftstoff nicht biologischen Ursprungs (RFNBOs) einschließlich Wasserstoff wird ein Anteil von mindestens 2,6 % angestrebt, bei einer THG-Minderungsanforderung von mindestens 70 %. Darüber hinaus streicht die EU bestimmte vorteilhafte Regelungen von RED II, wonach fortschrittliche Biokraftstoffe aktuell bei der Berechnung ihrer

Energiereduktionsziele von bestimmten Multiplikatoren profitieren. Damit wird der Anreiz für Investitionen in RFNBOs noch größer. Schließlich sieht die überarbeitete Richtlinie eine zehnjährige Steuervergünstigung für grünen Wasserstoff, Ammoniak, fortschrittliche nachhaltige Biokraftstoffe und Bio-LNG vor.

Die Kommission schlägt vor, höhere Steuersätze auf Basis des Energieinhalts auf fossile Kraftstoffe anzuwenden. Der Entwurf der RED II-Neufassung durchläuft derzeit das Gesetzgebungsverfahren. Es wird erwartet, dass die überarbeitete Richtlinie noch im zweiten Halbjahr 2022 in Kraft tritt.

Der Entwurf eines delegierten Rechtsakts zu RED II

Wie beschrieben, legt RED II den rechtlichen Rahmen für die Verwendung von Wasserstoff auf die Reduktionskriterien des Verkehrssektors fest. Wäre die Nutzung erneuerbarer Energie jedoch das einzige Kriterium für die Einstufung der Wasserstoffherzeugung als „grün“, könnte dies unerwünschte Auswirkungen haben, wie z. B. die Verschärfung von Netzkapazitätsproblemen, insbesondere wenn die Erneuerbaren-Anlage, die den Strom erzeugt, und der Elektrolyseur, der ihn verbraucht, über einen Netzengpass verbunden sind. Außerdem ist denkbar, dass die Nachfrage nach erneuerbarer Energie so groß würde, dass es zu Kannibalisierungseffekten zwischen verschiedenen Anwendungsfällen käme (z. B. E-Mobilität und grünem Wasserstoff). Um diesen unerwünschten Effekten entgegenzuwirken, gibt ein Entwurf für einen delegierten Rechtsakt der RED II [DEL2] der Europäischen Kommission die Möglichkeit, zusätzliche Anforderungen festzulegen, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfüllen muss, damit Wasserstoff als „grün“ gilt. Der erste offizielle Entwurf dieses delegierten Rechtsakts, der am 20. Mai 2022 veröffentlicht wurde, enthält detaillierte Bestimmungen, die sich in vier Hauptpunkte unterteilen lassen:

- **Zusätzlichkeit (Additionalität):** Nach dem aktuellen Entwurf darf die erneuerbare Stromerzeugungsanlage, die für die Wasserstoffproduktion genutzt wird, maximal 36 Monate vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs installiert worden sein.
- **Keine Förderung durch die öffentliche Hand:** Die Erneuerbaren-Anlage darf in der Vergangenheit keine Unterstützung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen (Einspeisetarifsysteme) erhalten haben.
- **Zeitliche Korrelation:** Grundsätzlich gilt, dass der Wasserstoff in derselben Stunde erzeugt werden muss wie der hierfür verwendete Strom (mit bestimmten Ausnahmen, wenn eine Speicheranlage verwendet wird).
- **Geografische Korrelation:** Grundsätzlich gilt, dass sich die Erneuerbaren-Anlage in derselben oder einer benachbarten Stromgebotszone befinden muss wie der Elektrolyseur. Die Mitgliedstaaten können zusätzliche Kriterien zur geografischen Korrelation einführen.



Viele wichtige globale Akteure haben die Weichen für eine Umstellung auf Wasserstoff bereits gestellt und eine Alternative ist nicht in Sicht

Der Entwurf des delegierten Rechtsakts sieht eine Übergangsphase bis zum 31. Dezember 2026 vor, was erhebliche Auswirkungen auf die genannten Anforderungen haben wird. Wenn das PPA am oder vor dem 31. Dezember 2026 abgeschlossen und der Strom im Rahmen dieses PPA geliefert wurde, gelten die Additionalitätsanforderung und die Begrenzung der öffentlichen Finanzierung nicht. Dies bedeutet, dass frühe Projekte von weitaus günstigeren PPA profitieren und Zugang zu einem viel größeren Pool potenzieller PPA-Anbieter haben werden. Darüber hinaus werden die Regeln zur zeitlichen Korrelation weniger streng sein (eine einmonatige Korrelation anstelle der im aktuellen Entwurf vorgesehenen stündlichen Korrelation).

Über alle diese Anforderungen wird noch diskutiert. Einige Stakeholder haben die Befürchtung geäußert, dass diese Anforderungen die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes erheblich verzögern werden [IWR]. Aus Sicht der Lobbyisten ist dies verständlich. Watson Farley & Williams ist jedoch der Meinung, dass diese Anforderungen insgesamt einer langfristigen, nachhaltigen Marktentwicklung förderlich sind. Richtig ist, dass einige dieser Bedingungen eine Herausforderung für frühe Wasserstoffprojekte darstellen werden.

Wir betrachten die Übergangsbestimmungen jedoch als eine Art „First Mover“-Bonus, der die Herausforderungen für Vorreiter im Wasserstoff erheblich verringert. Was die Entwicklung eines Marktes für erneuerbare Energien angeht, scheint die Europäische Kommission einige Lehren gezogen haben. Sie will ein Marktumfeld schaffen, das langfristig weniger Änderungen erfordert und eine Kannibalisierung der erneuerbaren Energieträger vermeidet. Der Preis dafür könnte eine etwas langsamere Entwicklung sein, als es sich einige Marktteilnehmer erhofft hatten. Dennoch: Die Würfel sind gefallen. Viele wichtige globale Akteure haben die Weichen für eine Umstellung auf Wasserstoff bereits gestellt und eine Alternative ist nicht in Sicht. Daher wird der Wasserstoffmarkt auch kommen.

4.3 PRAXISBEISPIEL: DAS BUNDESIMMISSIONSSCHUTZGESETZ IN DEUTSCHLAND

Die EU-Richtlinien müssen in das nationale Recht der EU-Mitgliedstaaten umgesetzt werden. In Deutschland enthalten die

§37a-§37h des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) die einschlägigen Bestimmungen zur Umsetzung der RED II-Richtlinie. Weitere Einzelheiten sind in einigen Verordnungen nach BImSchG geregelt, nämlich in der 36. BImSchV, der 37. BImSchV, der 38. BImSchV und der Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote (UERV) [THG].

Als Teil dieses Rechtsrahmens hat die Bundesregierung ein THG-Quotensystem eingeführt, das Unternehmen, die Kraftstoffe in Umlauf bringen (die sogenannten Quotenverpflichteten), dazu verpflichtet, die THG-Emissionen der von ihnen abgesetzten Kraftstoffe zu überwachen und schrittweise zu reduzieren (z. B. durch Beimischung von Biokraftstoffen mit einer niedrigen THG-Bilanz zu fossilen Kraftstoffen). Das BImSchG sieht nun aber alternative Methoden zur Verringerung der THG-Bilanz vor, zu denen unter anderem der Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerieprozessen oder als Vorprodukt bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe gehört. Auch hier werden grüne Wasserstoffderivate, wie in Kapitel 2 erläutert, eine wichtige Rolle bei der Erfüllung der THG-Quote und der Verringerung der THG-Emissionen spielen.

4.4 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Das deutsche THG-Quotensystem und die RED II-Richtlinie der EU sind gute Beispiele dafür, wie die Nachfrage nach grünem Wasserstoff durch regulatorische Rahmenbedingungen stimuliert werden kann. Die zwei wichtigsten Hebel sind:

- Die Verpflichtung bestimmter Marktteilnehmer (z. B. Kraftstoff-, Stahl- und Chemieproduzenten, Fluggesellschaften und Reedereien) zur Senkung ihrer CO₂-Emissionen um eine bestimmte Menge.

- Die Möglichkeit der Anrechnung von grünem Wasserstoff auf die Reduktionsverpflichtung (insbesondere dort, wo grauer Wasserstoff bereits in industriellen Prozessen verwendet wird).

Diese Zusammenfassung gibt einen Eindruck davon, was in den verschiedenen Wasserstoffstrategien bereits angedacht ist. Wie in Kapitel 3 erläutert, ist jedoch klar, dass dieses System nur dann funktionieren wird, wenn die Kosten der CO₂-Emissionen höher sind als die Kosten der Nutzung von grünem Wasserstoff. Andernfalls besteht für die Marktteilnehmer ein Anreiz, weiterhin grauen Wasserstoff und andere fossile Brennstoffe zu verwenden.

Der Preis für CO₂-Emissionen lässt sich nicht mit Sicherheit vorhersagen, und die Investitionskosten für die Installation von Elektrolyseuren für grünen Wasserstoff lassen sich nicht mit ausreichender Zuverlässigkeit berechnen. Dieses Problem kann durch die Verwendung von CCfDs gelöst werden.

Sobald die ersten Schritte zur Entwicklung eines Regulierungsrahmens für grünen Wasserstoff unternommen werden, wird dies einen positiven Dominoeffekt anstoßen. Mehr Länder werden eigene Wasserstoff-Regelwerke erarbeiten oder weiterentwickeln. Das Ergebnis wird eine europäische Wasserstoffrichtlinie sein, die mit den Richtlinien für den Strom- und Gasmarkt vergleichbar ist. Auf dieser Grundlage wird sich ein europäischer Wasserstoffmarkt entwickeln. Nationale und internationale Regulierer suchen eindeutig nach Wegen und Anreizen, um die Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Finanzinvestoren haben die Möglichkeit, auf diesem Markt als Impact-Finanzierer aufzutreten, müssen aber das regulatorische Umfeld und die Marktrisiken von Investitionen in grünen Wasserstoff berücksichtigen. Kapitel 5 gibt detailliertere Einblicke in das aktuelle Investmentumfeld.



Mehr Länder werden eigene Wasserstoff-Regelwerke erarbeiten oder weiterentwickeln. Das Ergebnis wird eine europäische Wasserstoffrichtlinie sein, die mit den Richtlinien für den Strom- und Gasmarkt vergleichbar ist.



KGAL INVESTMENT MANAGEMENT

DIE AUTOREN



THOMAS ENGEMANN,
CFA, CAIA
Head of Energy Transition



RAPHAELA ROHRMEIER,
Transaction Manager Energy
Transition

GRÜNER WASSERSTOFF ALS AUSSICHTSREICHES ANLAGETHEMA FÜR (IMPACT-) INVESTOREN

Wie die vorhergehenden Kapitel gezeigt haben, ist grüner Wasserstoff eine ausgereifte Technologie mit einem stark wachsenden Markt. Während Investitionen in Pilotprojekte in der Frühphase in der Regel von strategischen Investoren getätigt werden, zieht die rasche Reifung der Märkte für grünen Wasserstoff nun zunehmend das Interesse institutioneller Investoren auf sich – eine Situation, die der des Marktes für erneuerbare Energien Mitte der 2000er Jahre sehr ähnlich ist. Hinzu kommt, dass immer mehr institutionelle Investoren eine schrittweise Dekarbonisierung ihrer Portfolios anstreben (müssen). Daher rückt grüner Wasserstoff als kohlenstofffreier/-armer Energieträger in den besonderen Fokus von Impact-Investoren.

5.1 ÜBERBLICK ÜBER ANLAGEPRODUKTE MIT SCHWERPUNKT GRÜNER WASSERSTOFF

Institutionelle Investoren können sich am Markt für grünen Wasserstoff durch liquide Investitionen in börsennotierte Wertpapiere oder durch Investitionen in illiquide Vermögenswerte wie Private Equity und Infrastrukturanlagen engagieren.

Börsennotierte Wertpapiere

In den letzten Jahren sind immer mehr Gelder in Aktien und Anleihen von Unternehmen geflossen, deren Geschäftstätigkeiten direkt oder indirekt mit grünem Wasserstoff zu tun haben, insbesondere in Hersteller von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen. Während die Bewertung börsennotierter Produkte stark von den allgemeinen Risiken und der Volatilität der Finanzmärkte abhängt, wurde der Aufwärtstrend bei Wasserstoffaktien vor allem von positiven Fundamentaldaten des Marktes für grünen Wasserstoff angetrieben. Das spricht für höhere Wachstumserwartungen an diesen Markt und die Aussicht auf die Umsetzung großskaliger Projekte für grünen Wasserstoff in den kommenden Jahrzehnten. Die nächste Welle von Investitionen in grünen Wasserstoff wird auf der Asset-Ebene erwartet.

Illiquide Anlageprodukte

Illiquide Investitionen in den Bereich grünen Wasserstoff sollten im Zuge des Marktwachstums erheblich an Bedeutung gewinnen, da sie für die Finanzierung des Übergangs zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft von entscheidender Bedeutung sein werden. Illiquidität wird in der Regel durch einen Risikoaufschlag gegenüber vergleichbaren liquiden Marktprodukten kompensiert.

Venture Capital/Private Equity und Private Debt

Investitionen in nicht börsennotierte Eigenkapital- und Fremdkapitalinstrumente von Unternehmen am grünen Wasserstoffmarkt bieten im Vergleich zu börsennotierten Wertpapieren ein höheres Risiko-Rendite-Profil, eine begrenzte Liquidität und eine geringere Sensitivität für die Volatilität der Finanzmärkte. Wie bei börsennotierten Wertpapieren auch hängt ihre Bewertung stark von den Fundamentaldaten des zugrunde liegenden Marktes und den Wachstumserwartungen der einzelnen Unternehmen ab. Private-Equity-Investitionen werden von strategischen Investoren, aber auch von Finanzinvestoren getätigt. Typische Zielinvestments sind technologieorientierte Start-ups und Projektentwickler. Ein aktuelles Beispiel ist die Beteiligung von Copenhagen Infrastructure Partners und Blue Earth Capital am deutschen Elektrolyseurhersteller Sunfire.

Eigen- und Fremdkapitalinvestitionen in Infrastruktur

Eigen- und Fremdkapitalinvestitionen in Infrastrukturprojekte sind, wie Investitionen in Sachwerte (Real Assets) im Allgemeinen, ausschließlich vom Cash-Profil eines einzelnen Projekts abhängig, das in einer Zweckgesellschaft (SPC) untergebracht ist, und haben



Illiquide Investments werden von entscheidender Bedeutung für die Finanzierung der Umstellung auf eine kohlenstoffarme Wirtschaft sein

im Allgemeinen keinen Rückgriff auf die Muttergesellschaft oder den Projektentwickler. Die Cashflows der Projektgesellschaft sind in der Regel langfristig vertraglich festgelegt und unterliegen gewöhnlich nur einem begrenzten Finanzmarktrisiko.

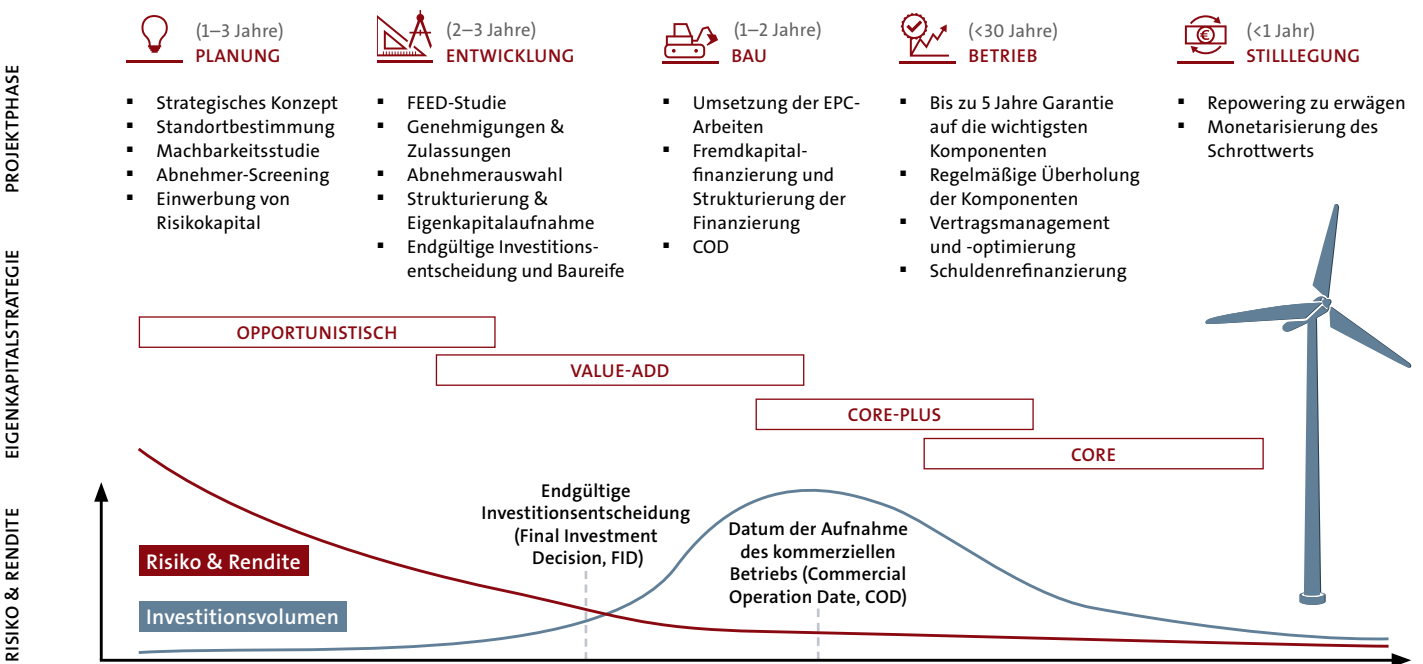
In einem jungen und aufstrebenden Markt wie dem des grünen Wasserstoffs werden sich zunächst Möglichkeiten im Bereich der Eigenkapitalfinanzierung bieten, gefolgt von einer steigenden Zahl von Projektfinanzierungen und Fremdkapitalfinanzierungen im Infrastrukturbereich, sobald der Markt ausgereift ist und die Projekte die Baureife erreichen. Da Fremdkapitalinvestitionen für grünen Wasserstoff in den nächsten zwei bis drei Jahren nicht zu erwarten sind, werden sie in diesem Kapitel nicht behandelt. Infrastructure-Equity-Strategien unterscheiden sich je nach Risikobereitschaft und Renditeerwartung, zielen im Allgemeinen auf verschiedene Infrastrukturanlagen in unterschiedlichen Entwicklungsphasen ab und können auf den Markt für grünen Wasserstoff angewendet werden:

- **Core:** Hierbei handelt es sich um langfristige (>10 Jahre) Investitionen in bereits in Betrieb befindliche Projektgesellschaften (Sekundärmarkt) mit stabilen, langfristigen Cashflows, die häufig stark reguliert und vertraglich abgesichert sind, mit einem bonitätsstarken Abnehmer. Die Anlage hat in der Regel eine Monopolstellung und befindet sich in einem entwickelten, stabilen Markt. Die Projektrisiken sind gering, ebenso wie die Wertzuwachs- und Renditeerwartungen (<8 %) unter den derzeitigen Marktbedingungen. Da der Markt für grünen

Wasserstoff noch in den Kinderschuhen steckt, gibt es derzeit keine Core-Opportunitäten für Investoren.

- **Core Plus:** Core-Plus-Investitionen ähneln Core-Investitionen, die Cashflows der Projektgesellschaft unterliegen jedoch einem gewissen Grad an Variabilität, z. B. durch Nachfrageschwankungen, bieten aber auch ein gewisses Optimierungspotenzial. Sie erfolgen in der Regel während der Bauphase oder kurz nach der Inbetriebnahme (Brownfield) des Infrastrukturprojektes; die Halteperiode beträgt meist 6-10 Jahre oder länger. Die Risiko- und Ertragsersparungen sind niedrig bis moderat (8-10 % auf Basis der aktuellen Marktgegebenheiten). In Anbetracht der Anzahl der angekündigten grünen Wasserstoffprojekte ist zu erwarten, dass in den nächsten 2-5 Jahren eine relevante Anzahl von Core Plus-Investitionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen wird.
- **Value-Add:** Value-Add-Strategien zeichnen sich durch ein mittleres bis hohes Risiko aus und zielen in der Regel auf Anlagen in der Entwicklungs- oder frühen Bauphase (Greenfield) ab, die noch erhebliche Entwicklungs-, Optimierungs- und Risikominderungsmaßnahmen erfordern („Value-Add“ – „Mehrwert“). Die Renditeerwartungen beruhen in erster Linie auf Kapitalwachstum und nicht auf laufenden Cashflows und liegen gegenwärtig zwischen 10 und 15 %. Die typische Halteperiode beträgt 5-7 Jahre. Am Markt für grünen Wasserstoff haben sich in den vergangenen Monaten zunehmend Möglichkeiten für Value-Add-Investitionen ergeben.

ABB. 27: PHASEN EINES GRÜNER WASSERSTOFFPROJEKTES UND ENTSPRECHENDE INFRASTRUCTURE-EQUITY-STRATEGIE



Quelle: KGAL

TABELLE 6: EIGENSCHAFTEN VON INFRASTRUCTURE-EQUITY-ANLAGESTRATEGIEN AM MARKT FÜR GRÜNEN WASSERSTOFF

INFRA-EQUITY-STRATEGIEN	OPPORTUNISTISCH	VALUE-ADD	CORE-PLUS	CORE
Investitionszeitpunkt	Planungsphase, frühe Entwicklungsphase	Entwicklungsphase	Bauphase, frühe Betriebsphase	Betriebsphase
Halteperiode in Jahren	3–5	5–7	6–10	>10
Investitionsvolumen (in Mio. €), Bankfähigkeit	Gering–mittel (3–20), häufig ausschließlich Eigenkapital	Hoch (>10), Fremdkapital möglich	Hoch (>50), Fremdkapital wahrscheinlich	Hoch (>50), Fremdkapital wahrscheinlich
Risikoexposition	Hoch–sehr hoch	Mittel–hoch	Mittel	Mittel–gering
IRR-Erwartungen	>15 %	10–15 %	8–10 %	<8 %
Cashflow-Profil	Kapitalzuwachs	Vor allem Kapitalzuwachs	Vor allem Ausschüttungen	Ausschüttungen
Nachhaltigkeitswirkung	Mittel–hoch	Sehr hoch	Gering–mittel	Gering–mittel
Verfügbarkeit grüner Wasserstoffanlagen	Verfügbar	Verfügbar	Voraussichtlich in 2–5 Jahren verfügbar	Aktuell nicht verfügbar

Quelle: KGAL

- **Opportunistisch:** Opportunistische Investitionen zeichnen sich durch ein hohes Risiko-Ertrags-Profil aus und zielen auf Projekte in der Planungs- und frühen Entwicklungsphase. Derartige Projekte erfordern noch grundlegende Planungs- und Entwicklungsarbeiten. In der Regel liegen für diese Projekte auch noch keine vollständigen Genehmigungen und Abnahmevereinbarungen vor. Die hohen Renditeerwartungen aus opportunistischen Anlagen (>15%) beruhen fast ausschließlich auf dem erwarteten Kapitalwachstum während einer relativ kurzen Halteperiode von in der Regel 3-5 Jahren. Am Markt für grünen Wasserstoff gibt es eine Reihe von opportunistischen Investitionen mit teilweisen Überschneidungen mit Private Equity oder sogar Risikokapital, da der Markt erst im Entstehen begriffen ist.

Angesichts der Notwendigkeit einer besseren Risikostreuung und um im Niedrigzinsumfeld attraktive Renditen zu erzielen, haben institutionelle Investoren in den vergangenen zehn Jahren verstärkt in Infrastrukturanlagen investiert. Infrastrukturinvestitionen sind in der Regel weniger von der Volatilität der Finanzmärkte tangiert und bieten daher eine gewisse Absicherungsfunktion. Sie erfordern individuelle, projektspezifische Risikominderungsansätze, um die Rendite zu optimieren.

5.2 RISIKO-ERTRAGS-PROFIL

Je nach Anlagestrategie können Eintrittswahrscheinlichkeit und Relevanz eines Risikos – und damit die Notwendigkeit, Maßnahmen zur Risikominderung zu ergreifen – sehr unterschiedlich sein, was die große Bandbreite der Renditeerwartungen erklärt. Im Allgemeinen haben Wasserstoffprojekte die gleichen Risiken wie andere Infrastrukturprojekte.

Risikoreduzierung und Optimierung der Projektrendite

Obwohl sich die Anlagestrategien und die Risikobereitschaft der Anleger unterscheiden, gibt es neben den üblichen Due-Diligence-Prozessen einige allgemeine Ansätze zur Minderung der Risiken in einem dynamischen und wachsenden Markt wie dem für grünen Wasserstoff.

- **Investitionen entlang der Wertschöpfungskette:** Um eine Reihe von technologischen, regulatorischen und preislichen Risiken zu vermeiden, können Projekte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff (Upstream) mit der Verarbeitung von Wasserstoffderivaten (siehe Kapitel 2) sowie mit Midstream- (Logistik und Speicherung) und Downstream-Anlagen (wie Wasserstofftankstellen) kombiniert werden.
- **Partnerschaftsstrategie:** Um Entwicklungs-, Technologie- und Abnehmerisiken abzusichern, ist es für einen Finanzinvestor oft vorteilhaft, Partnerschaften einzugehen und an der Seite eines oder mehrerer strategischer Investoren (z. B. Energieversorger, Abnehmer, OEM-Anbieter und Entwickler) zu investieren, um so den Interessengleichlauf zwischen allen wichtigen beteiligten Projektpartnern zu gewährleisten und die vertraglichen Nachteile einer Minderheitsbeteiligung an einer Projektgesellschaft zu rechtfertigen.
- **Geografie und Diversifikation:** Ein sehr wichtiger Faktor für die Kosten der grünen Wasserstoffherzeugung sind die Kosten des grünen Stroms. Eine Anlagestrategie kann über lokale, nationale, internationale und potenziell interkontinentale Investitionen diversifiziert sein. Auf Euro lautende Anlagen in stabilen Ländern werden im Allgemeinen von europäischen Anlegern bevorzugt und profitieren von niedrigeren Transportkosten aufgrund ihrer geografischen Nähe zu großen Abnahmemärkten. Zu Diversifikationszwecken können solche

TABELLE 7: ÜBERBLICK ÜBER TYPISCHE RISIKEN VON GRÜNEN WASSERSTOFFPROJEKTEN

RISIKOTYP	RISIKOBESCHREIBUNG	BESONDERHEITEN VON GRÜNEM WASSERSTOFF	ANSÄTZE ZUR RISIKOMINDERUNG
Regulatorische & politische Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Subventionen: Anlaufsubventionen/ vertraglich vereinbarte Abnahmemengen müssen im Allgemeinen über längere Zeiträume gesichert werden – retroaktive Änderungen können die Rendite gravierend schmälern ▪ Rechtssicherheit: Rechtliche Stabilität ist entscheidend für die Aufrechterhaltung von Projektrechten, Genehmigungen usw. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Subventionen: Die Mehrheit der frühen grünen Wasserstoffprojekte wird Subventionen wie IPCEI oder CCfDs erfordern ▪ Rechtssicherheit: Generell hohe Projektkomplexität und Bedarf für Rechtssicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Subventionen: Konzentration auf verlässliche Rechtsordnungen und, sofern möglich, Vorabsubventionen ▪ Rechtssicherheit: Diversifikation über verschiedene Länder, Fokussierung auf stabile Rechtsordnungen
Makroökonomische Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inflation: Veränderungen der Inflation können negative Auswirkungen auf den operativen Cashflow haben ▪ Zinsrisiko: Schwankende Zinssätze können die (Re-)Finanzierungsbedingungen und den Veräußerungswert beeinflussen, da sich die Refinanzierungskosten/Abzinsungssätze des Folgeinvestors ändern ▪ Währungsrisiko: Zahlungsströme in Fremdwährungen können bei Wechselkursschwankungen eine erhöhte Volatilität aufweisen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inflation: Besonders relevant für Strombezug und Elektrolyseurkosten ▪ Zinsrisiko: Keine Besonderheiten ▪ Währungsrisiko: Besonders relevant für potenzielle Wasserstoffexporteure wie Australien, Chile, Nordafrika und den Nahen/Mittleren Osten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inflation: Abschluss von langfristigen, inflationsgebundenen Beschaffungs-, Dienstleistungs- und Abnahmeverträgen ▪ Zinsrisiko: Abschluss langfristiger Finanzierungsvereinbarungen mit festen Zinssätzen; umsichtiges Timing von Veräußerungen, um optimale Konditionen zu erzielen ▪ Währungsrisiko: Begrenzung des Fremdwährungsengagements; Konzentration auf harte Währungen; Diversifikation über verschiedene Währungen
Abnehmerisiko	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preisrisiko: Sinkende und unter den Erwartungen liegende Abnahmepreise können die Cashflow-Prognosen gefährden ▪ Gegenparteirisiko: Zahlungsunfähigkeit oder Rechtsstreitigkeiten einer Gegenpartei können zu Prozesskosten und/oder Einnahmeverlusten führen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preisrisiko: Verknüpfung mit Strombezugskosten entscheidend; hohe Preisvolatilität der konkurrierenden Preise für fossile Brennstoffe; LCOH werden in den nächsten Jahren voraussichtlich sinken ▪ Gegenparteirisiko: Besonders relevant, da ein Wechsel des Abnehmers aufgrund der hohen Kosten für den Transport von Wasserstoff und der maßgeschneiderten Produkte (Verflüssigung und Verdichtung, Wasserstoffderivate) oft schwierig ist 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Preisrisiko: Abschluss langfristiger Wasserstoffabnahmeverträge (HPAs) mit festen Abnahmepreisen; Konzentration auf Anlagen mit Investitionsförderung oder CCfDs zur Schließung der Preislücke ▪ Gegenparteirisiko: Konzentration auf Abnehmer mit einem ausreichend hohen Rating und/oder Garantien durch Muttergesellschaft/Staat; Diversifikation der Abnehmer über das gesamte Portfolio
Technologierisiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schlüsselkomponenten: Ausfälle und Verschleiß von Schlüsselkomponenten können zu erheblichen Produktionsausfällen und Substitutionskosten führen ▪ Betriebliche Risiken: Produktions- oder Transportverluste, zusätzliche Kosten für Reparaturen usw. aufgrund schlechter Bauteil- oder Konstruktionsqualität usw. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schlüsselkomponenten: Die Effizienz der Elektrolyseur-Stacks nimmt mit der Zeit ab; Austausch voraussichtlich nach 8-15 Jahren erforderlich ▪ Betriebliche Risiken: Elektrolyse- und BoP-Effizienz von entscheidender Bedeutung; zusätzliche Verluste werden bei der Verarbeitung zu Wasserstoffderivaten erwartet 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schlüsselkomponenten: Beschaffung bei namhaften OEMs; langfristige Garantie- und Serviceverträge; Kostenrückstellungen für den Austausch von Komponenten ▪ Betriebliche Risiken: Risikoübertragung auf Komponentenhersteller und Dienstleistungsanbieter (O&M); sorgfältiges Risikomanagement zur Minimierung operativer Verluste
Entwicklungs- & Baurisiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklungsrisiken: Wesentliche Risiken sind z. B. Verzögerungen bei Genehmigungen und Bauarbeiten, Änderungen der Finanzierungsbedingungen, Verhandlungen über Abnahme, Beschaffung und Dienstleistungen usw. ▪ Baurisiken: Verzögerungen aufgrund von Lieferproblemen, Fachkräftemangel 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklungsrisiken: Potenziell erhöhte Entwicklungsrisiken und Verzögerungen durch frühe Entwicklungsphase des Wasserstoffmarktes ▪ Baurisiken: Keine Besonderheiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Entwicklungsrisiken: Konzentration auf stabiles Regulierungsumfeld ▪ Baurisiken: Kooperation mit verlässlichen und kreditwürdigen Marktpartnern (Entwicklern, OEMs, Abnehmern usw.)
HSE-Risiken	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesundheit & Sicherheit: Zu den Risiken gehören das Austreten giftiger Substanzen durch Leckagen, Feuer, Explosionen, Unfälle ▪ Umweltrisiken: Zu den Risiken gehören Emissionen, das Austreten giftiger Substanzen, Konflikte zwischen Projekten und dem Natur- und Biodiversitätsschutz usw. während Bau und Betrieb 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesundheit & Sicherheit: Höhere Sicherheitsanforderungen für einige Wasserstoffderivate, insbesondere Ammoniak ▪ Umweltrisiken: Keine Besonderheiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesundheit & Sicherheit: Bewertung im Rahmen der rechtlichen und technischen Due Diligence, Versicherungsschutz ▪ Umweltrisiken: Vorab-Due Diligence und Ausschluss/Vermeidung kontroverser Projekte; sorgfältige laufende Überwachung

europäischen Anlagen durch Investitionen in Ländern mit günstigeren meteorologischen Bedingungen und niedrigeren Strompreisen (wie etwa Chile und Australien), aber höheren Transportkosten ergänzt werden.

- **Auswahl der Abnehmer:** Eine sorgfältige Auswahl des Abnehmers und die Gestaltung des Abnahmevertrags sind von entscheidender Bedeutung, da ein Wechsel des Abnehmers mit hohen Kosten verbunden sein kann. Der Abnehmer sollte sich durch eine hohe Kreditwürdigkeit auszeichnen und einen hohen Anreiz zur Dekarbonisierung seiner Wertschöpfungskette haben. Der Verkehrssektor und eine Reihe anderer Industriezweige stehen unter zunehmendem Druck der Regulierungsbehörden und Öffentlichkeit, ihren CO₂-Fußabdruck zu verringern.

5.3 KUNDENBEDARF UND AUSBLICK

Neben dem Ziel, attraktive risikobereinigte Renditen zu erzielen, spielen weitere Faktoren eine zunehmend wichtige Rolle im Prozess der Anlageentscheidungen von Finanzinvestoren. Dazu gehören insbesondere die Beschränkungen in Bezug auf die Vermögensaufteilung unter Solvency II sowie Impact- und Nachhaltigkeitserwägungen.

Solvency II

Versicherungsunternehmen, die Solvency II unterliegen, können im Einklang mit ihren internen Anlagerichtlinien Beteiligungen an illiquiden Infrastrukturanlagen erwerben. Bei der Berechnung

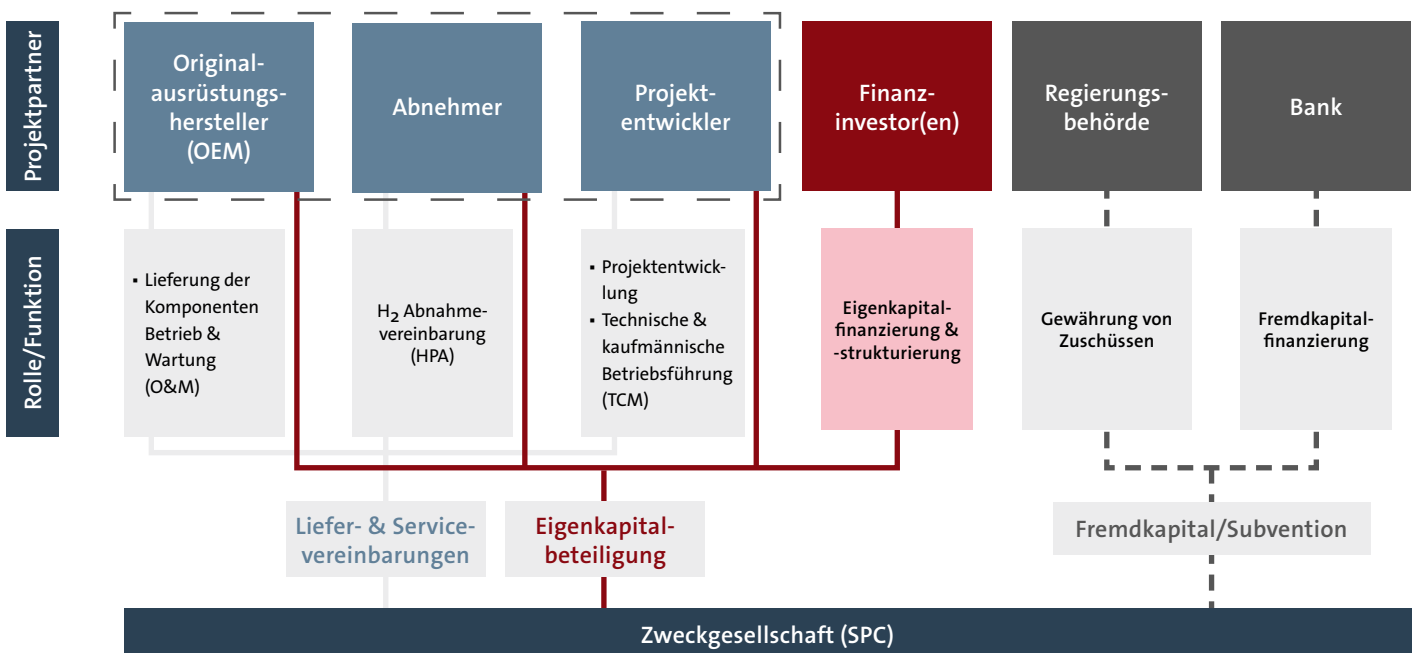
der Solvenzkapitalanforderung – unter Berücksichtigung des Look-Through-Ansatzes – dürfte das Untermodul für das Beteiligungsrisiko (qualifizierte Eigenkapitalinvestitionen in Infrastrukturunternehmen oder Eigenkapital Typ 1) anwendbar sein. Wenn festverzinsliche Gesellschafterdarlehen vergeben werden, dürften die Untermodule für das Zinsrisiko und das Spreadrisiko anwendbar sein; gegebenenfalls muss das Untermodul für das Währungsrisiko zusätzlich angewendet werden.

SFDR und Impact-Reporting

Investoren haben begonnen, Nachhaltigkeitskriterien in ihre Anlagestrategien einzubeziehen, und zwar nicht nur aus ethischen Beweggründen oder Reputationserwägungen, sondern auch aus finanziellen Gründen. Vermögenswerte oder Unternehmen, die den strengeren Umweltvorschriften nicht mehr entsprechen oder unter strikten Bedingungen unwirtschaftlich arbeiten, wie zum Beispiel fossile Energieerzeugung, setzen Anleger dem Risiko mittel- bis langfristiger Wertverluste oder Stranded-Asset-Risiken aus. Daher nehmen immer mehr Finanzinvestoren die Dekarbonisierung ihrer Portfolios in Angriff und berücksichtigen bei ihren Anlageentscheidungen verstärkt Nachhaltigkeitsaspekte.

Bislang haben sich die Offenlegung und Messbarkeit von Nachhaltigkeitskriterien allerdings als schwierig erwiesen. Neue EU-Richtlinien, speziell die EU-Taxonomie und die EU-Verordnung über nachhaltigkeitsbezogene Offenlegungspflichten im Finanzdienstleistungssektor (SFDR) sollen diese Problematik adressieren.

ABB. 28: INTEGRATION EINES FINANZINVESTORS IN EINE PARTNERSCHAFTSSTRATEGIE



- **EU-Taxonomie:** Um mehr Kapital in nachhaltige Aktivitäten zu lenken, hat die EU ein Klassifizierungssystem – die sogenannte Taxonomie – für wirtschaftliche Aktivitäten mit mehreren technischen Bewertungskriterien zur Definition dieser Aktivitäten als ökologisch nachhaltig umgesetzt.
- **SFDR:** Bei der SFDR handelt es sich um eine Reihe von Vorschriften, die festlegen, welche Angaben Vermögensverwalter zu den mit ihren Anlagen verbundenen Nachhaltigkeitsfaktoren und -risiken machen müssen, damit Anleger Nachhaltigkeitsaspekte bewerten und in ihre Anlageentscheidungen einbeziehen können. Aktivitäten, die nach der EU-Taxonomie als ökologisch nachhaltig definiert sind, gelten auch nach der SFDR als nachhaltig.

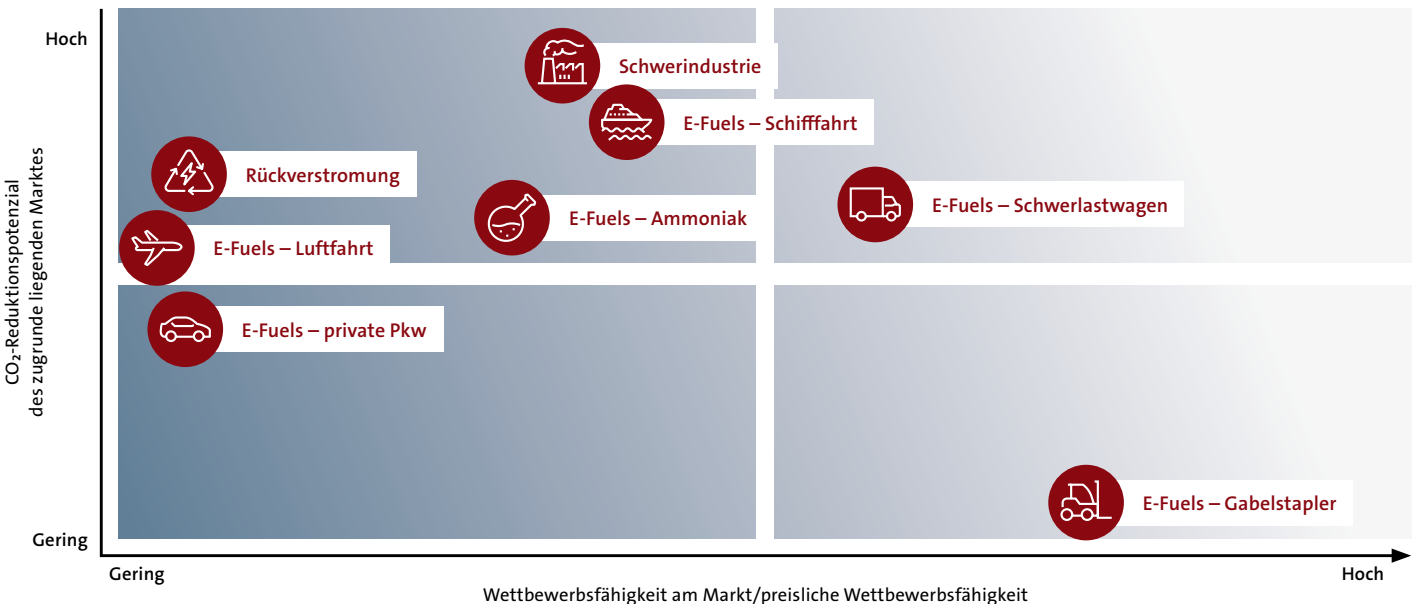
Zu den in der EU-Taxonomie definierten Wirtschaftstätigkeiten gehört auch die Herstellung von Wasserstoff, die als nachhaltig eingestuft werden kann, wenn die daraus resultierenden Lebenszyklus-THG-Emissionen weniger als 3 tCO₂e/tH₂ betragen. Bestimmte blaue Wasserstoffpfade (siehe Kapitel 2) können diesen Schwellenwert zwar einhalten; die Definition schließt jedoch eindeutig grünen Wasserstoff ein und bevorzugt ihn. Darüber hinaus kann grüner Wasserstoff als Anlageklasse besonders für institutionelle Investoren von hoher Bedeutung sein, die bereits in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik und Windkraft investiert haben und daher bereits ein gewisses Strompreisexposure besitzen. Da grüne Wasserstoffprojekte Strom aus erneuerbaren Quellen beziehen und nutzen, stellen sie eine ideale Absicherung für ein bestehendes Erneuerbaren-Portfolio dar.

Je nach Geschäftsmodell (siehe Kapitel 3) bezieht ein grüner Wasserstoffprojekt Strom im Rahmen eines PPA oder auf dem Spotmarkt und profitiert damit vom erwarteten langfristigen Rückgang der Preise für Strom aus erneuerbaren Energien – ein Trend, der die Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen unter Druck setzen dürfte. Wer in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien investiert hat, kann SFDR-konforme Investitionen in grünen Wasserstoff sowohl aus finanziellen als auch aus Nachhaltigkeitserwägungen als geeignete Ergänzung und Diversifikationsmöglichkeit betrachten.

Der Zeitpunkt für institutionelle Anleger, in den Markt für grünen Wasserstoff einzusteigen, scheint genau richtig zu sein. Angesichts der Ukraine-Krise, der steigenden Erdgaspreise und der unmittelbaren Bedrohung durch den Klimawandel betrachten die EU und ihre Mitgliedstaaten grünen Wasserstoff als entscheidend für eine nachhaltige Energieversorgung und Zukunft. Dementsprechend forcieren sie politische Initiativen, um die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft durch neue Gesetze und Förderprogramme zu unterstützen.

Es herrscht Einigkeit darüber, dass die grundlegende Transformation des europäischen Energiesystems nur gelingen wird, wenn – neben der öffentlichen Hand – dafür auch privates Anlagekapital mobilisiert werden kann. Die wachsende Zahl an Projektankündigungen signalisiert, dass dieser Markt in den kommenden Jahren attraktive Investitionsmöglichkeiten hervorbringen wird, vor allem für Investoren, die Nachhaltigkeit nicht mehr als Option, sondern als finanzielle Notwendigkeit betrachten.

ABB. 29: BRANCHENAUSWAHL AUF DER GRUNDLAGE DES CO₂-REDUKTIONSPOTENZIALS UND DER MARKTWETTBEWERBSFÄHIGKEIT



Quelle: KGAL

ABKÜRZUNGEN IN ALPHABETISCHER REIHENFOLGE

[AEL]	Alkaline Electrolysis – alkalische Elektrolyse
[ASTM]	American Society for Testing and Materials
[ASU]	Air Separation Unit – Luftzerlegungsanlage
[ATR]	Autothermal Reforming – autotherme Reformierung
[BoP]	Balance of Plant – Systemperipherie
[CCfD]	Carbon Contracts for Difference – Klimaschutz-Differenzverträge
[CCUS]	Carbon Capture Use and Storage – CO ₂ -Abscheidung und -speicherung
[COD]	Commercial Operation Date – Datum der Aufnahme des kommerziellen Betriebs
[CRI]	Carbon Recycling International
[DAC]	Direct Air Capture – Technologien zur Abscheidung von Kohlendioxid aus der Atmosphäre
[DD]	Due Diligence
[EPC]	Engineering, Procurement and Construction – Planung, Beschaffung und Bau
[ETS]	Emissions Trading System – Emissionshandelsystem
[EU]	Europäische Union
[FID]	Final Investment Decision – Endgültige Investitionsentscheidung
[FOM]	Fixed Operations and Maintenance – Betriebs- und Wartungskosten
[FT]	Fischer-Tropsch
[FX]	Foreign Exchange – Fremdwährung
[THG]	Treibhausgas
[GW]	Gigawatt
[H ₂]	Wasserstoff
[HHV]	Higher Heating Value – höherer Brennwert
[HPA]	Hydrogen (H ₂) Purchase Agreement – Abnahmevertrag für Wasserstoff
[HSE]	Health, Safety and Environmental – Gesundheit, Sicherheit, Umwelt
[IEA]	International Energy Agency – Internationale Energieagentur
[IP]	Intellectual Property – geistiges Eigentum
[IPCEI]	Important Projects of Common European Interest – Transnationale, wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse
[IPO]	Initial Public Offering – Börsengang
[LCOE]	Levelised Cost of Electricity – Stromgestehungskosten
[LCOH]	Levelised Cost of Hydrogen – Gestehungskosten für Wasserstoff
[LOHC]	Liquid Organic Hydrogen Carrier – Flüssiger organischer Wasserstoffträger
[MENA]	Middle East and North Africa – Naher/Mittlerer Osten und Nordafrika
[MeOH]	Methanol
[MtG]	Methanol-to-Gasoline
[MJ]	Methanol-to-Jet Fuel
[NH ₃]	Ammoniak
[NPV]	Net Present Value – Kapitalwert
[O&M]	Operations & Maintenance – Betrieb und Wartung
[OEM]	Original Equipment Manufacturer – Originalausrüstungshersteller
[PEM]	Polymer Electrolyte Membrane – Polymer-Elektrolyt-Membran
[PPA]	Power Purchase Agreement – Stromabnahmevertrag
[PSA]	Pressure-Swing Adsorption – Druckwechseladsorption
[PtA]	Power-to-Ammonia
[PtM]	Power-to-Methanol
[PtX]	Power-to-X
[PV]	Photovoltaik
[RFNBO]	Renewable fuels of Non-biological Origin – erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs
[RO]	Reverse Osmosis – Umkehrosmose
[RTB]	Ready to Build – Baureife
[RWGS]	Reverse Water Gas Shift – Wassergas-Shift Reaktion
[SFDR]	Sustainable Finance Disclosure Regulation – EU-Verordnung über nachhaltigkeitsbezogene Offenlegungspflichten im Finanzdienstleistungssektor
[SMR]	Steam Methane Reforming – Methan-Dampfreformierung
[SOE]	Solid Oxide Electrolysis – Feststoffoxid-Elektrolyse
[SPC]	Special Purpose Company – Zweckgesellschaft
[TRL]	Technology Readiness Level – Technologiereifegrad
[VOM]	Variable Operations and Maintenance – variabler Betrieb und Wartung

LITERATURVERZEICHNIS

- [AER1] Globale Elektrolyseur-Datenbank von Aurora Energy Research
<https://auroraer.com/media/companies-are-developing-over-200-gw-of-hydrogen-electrolyser-projects-globally-85-of-which-are-in-europe/>
- [AER2-
AER3] LCOH of grey hydrogen by scenario. Elektrolyseur-Modellierung von Aurora Energy Research
<https://auroraer.com/analytics/european-hydrogen/>
- [AER4] LCOH of grey hydrogen by input fuel cost. Elektrolyseur-Modellierung von Aurora Energy Research
<https://auroraer.com/analytics/european-hydrogen/>
- [AER5-
AER6] Globale Elektrolyseur-Datenbank von Aurora Energy Research
<https://auroraer.com/insight/hydrogen-market-attractiveness-rating-hymar-report-october-2021/>
- [AER7] Grüne Wasserstoffmodellierung von Aurora Energy Research
<https://auroraer.com/insight/green-hydrogen-production-at-2-eur-kg-in-europe-requires-significant-cost-reductions-3-eur-kg-is-more-realistic-over-the-next-two-decades/>
- [AER8] Aurora Energy Research Modellierung flexible und inflexible Elektrolyseure mit Netzanschluss
<https://auroraer.com/insight/shades-of-green-hydrogen-optimising-electrolyser-business-models/>
- [AER9-
AER10] Aurora Energy Research Modellierung inflexibler Elektrolyseure mit Netzanschluss
<https://auroraer.com/insight/shades-of-green-hydrogen-optimising-electrolyser-business-models/>
- [AER11-
AER14] Aurora Energy Research 'Shades of Green (Hydrogen) – Part 2: In pursuit of 2 EUR/kg', 28. Februar 2022,
<https://auroraer.com/insight/shades-of-green-hydrogen-part-2-in-pursuit-of-2-eur-kg/>
- [AUS] Ausfelder, Florian et al. (2022). Perspective Europe 2030. Technology options for CO₂- emission reduction of hydrogen feedstock in ammonia production. Frankfurt am Main, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
- [BAJ] Bajohr, Siegfried et al. (2020). Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas Pyrolyse. Chemie Ingenieur Technik 92 (8), 1023–1032.
<https://doi.org/10.1002/cite.202000021>
- [BAT] Batteiger, Valentin et al. (2018). Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review. Chemie Ingenieur Technik 90 (1-2), 127–140.
<https://doi.org/10.1002/cite.201700129>
- [CAM] Cames, Martin et al. (2022). Current Situation and Ongoing Projects on Carbon Capture and Storage and Carbon Capture and Utilization in Germany and Japan. https://www.ecos.eu/files/content/downloads/publikationen/BMU_CCS%20&%20CCU.pdf
(abgerufen 24.5.2022)
- [DEL] https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements-_de
- [DEL2] RED II – Entwurf des delegierten Rechtsakts. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements-_en
- [DEU] Deutz, Sarah and Bardow, André (2021). Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption. Nature Energy 6 (2), 203–213. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00771-9>
- [DIE] Dieterich, Vincent et al. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer–Tropsch-fuels: a review. Energy & Environmental Science 13 (10), 3207–3252. <https://doi.org/10.1039/D0EE01187H>
- [ELE] El-Emam, Rami and Özcan, Hasan (2019). Comprehensive review on the techno-economics of sustainable large-scale clean hydrogen production. Journal of Cleaner Production 220, 593–609. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.01.309>
- [FAS] Fasihi, Mahdi et al. (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. Journal of Cleaner Production 224, 957–980.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- [GID] Giddey, Sarbjit et al. (2017). Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. ACS Sustainable Chem. Eng. 5 (11).
<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b02219>
- [GLO] Global Witness (Ed.) (2022). Hydrogen's hidden emissions. Shell's misleading climate claims for its Canadian fossil hydrogen project.
https://www.globalwitness.org/documents/20314/Hydrogens_Hidden_Emissions_January2022.pdf
- [GOR] Gorski, Jan et al. (2021). Carbon intensity of blue hydrogen production. Accounting for technology and upstream emissions.
<https://www.pembina.org/reports/carbon-intensity-of-blue-hydrogen-revised.pdf>
- [HAN] Hank, Christoph et al. (2020). Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity. Sustainable Energy & Fuels 4 (5), 2256–2273. <https://doi.org/10.1039/d0se00067a>

- [HOL] Holst, Marius et al. (2021). Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2022/2021-11-17_CATF_Report_Electrolysis_final.pdf
- [IEA] International Energy Agency (IEA), 2021: Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector; 4th, revised edition [IWR] <https://www.iwr.de/news/kritik-an-eu-entwurf-delegierter-rechtsakt-bremst-gruenen-wasserstoff-aus-news37937#>
- [JON] Jones, Edward et al. (2019). The state of desalination and brine production: A global outlook. *The Science of the total environment* 657, 1343–1356. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.076>
- [KAK] Kakoulaki, Georgia et al. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management* 228, 113649. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>
- [KEI] Keith, David et al. (2018). A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2 (8), 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>
- [KHA] Khan, Mariam et al. (2021). A better understanding of seawater reverse osmosis brine: Characterizations, uses, and energy requirements. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering* 4, 100165. <https://doi.org/10.1016/j.cscee.2021.100165>
- [LAB] Laban, Maarten (2020). Hydrogen Storage in Salt Caverns: Chemical modelling and analysis of large-scale hydrogen storage in underground salt caverns. <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3Ad647e9a5-cb5c-47a4-b02f-10bc48398af4>
- [MAD] Madhu, Kavya et al. (2021). Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment. *Nature Energy* 6 (11), 1035–1044. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00922-6>
- [PEZ] Pezzutto, Simon et al. (2019). D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28. Verfügbar online unter https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2018/03/D2.3-Hotmaps_for-upload_revised-final_.pdf
- [REDII] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [ROL] Roland Berger Hydrogen Transport Study. <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Transporting-the-fuel-of-the-future.html>
- [ROS] Rossum, Rik et al. (2022). European Hydrogen Backbone. <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2022/04/EHB-A-European-hydrogen-infrastructure-vision-covering-28-countries.pdf>
- [SCH] Schemme, Steffen et al. (2020). H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (8), 5395–5414. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028>
- [SIM] Simoes, Sofia et al. (2021). Assessing water availability and use for electrolysis in hydrogen production. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18531.27685>
- [SMO] Smolinka, Tom et al. (2018). Studie IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Verfügbar online unter https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf
- [THG] Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote^{1,2} (Upstream-Emissionsminderungs-Verordnung – UERV)
- [TOL] Tolvanen, Henrik et al. (2018). Economic analysis of hydrogen production by methane thermal decomposition: Comparison to competing technologies. *Energy Conversion and Management* 159, 264–273. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.063>
- [VOU] Voutchkov, Nikolay (2018). Energy use for membrane seawater desalination – current status and trends. *Desalination* 431, 2–14. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.033>
- [WFW] Dr. Maximilian Boemke, Watson Farley & Williams LLP, 2022
- [WMO] <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-update-5050-chance-of-global-temperature-temporarily-reaching-15C2%B0c-threshold#>
- [ZEL] Zelt, Ole et al. (2021). Multikriterielle Bewertung von Bereitstellungstechnologien synthetischer Kraftstoffe. https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/MENA-Fuels_Teilbericht3_D2-1_Technologiebewertung.pdf (abgerufen 24.5.2022)

DIE SUSTAINABLE INFRASTRUCTURE EXPERTISE DER KGAL

Die KGAL Investment Management GmbH & Co. KG ist ein führender europäischer Asset Manager im Erneuerbare-Energien-Bereich. Mit ihrem vergleichsweise großen Team und ihrer langen Investmenttradition konzentriert sich die KGAL auf maßgeschneiderte Investmentlösungen für institutionelle Investoren. Seit der wegweisenden Erstinvestition im Jahr 2003 hat das Unternehmen rund 150 Erneuerbare-Energien-Anlagen in elf entwickelten und aufstrebenden Märkten in Europa erworben, entwickelt oder errichtet – was einem Investitionsvolumen von mehr als 3 Milliarden € entspricht.

Mit dem Eintritt in den Markt für grünen Wasserstoff verfolgt die KGAL eine „Early Adopter“-Strategie. Das Energy Transition Team der KGAL verfügt über umfassende Erfahrung im Energiesektor und ist Teil der 60-köpfigen Sustainable Infrastructure Abteilung der KGAL.

ANSPRECHPARTNER BEI DER KGAL



MICHAEL EBNER,
Managing Director
Sustainable Infrastructure

T +49 (0) 89 641 43 178
michael.ebner@kgal.de



THOMAS ENGELMANN, CFA, CAIA
Head of Energy
Transition KGAL

T +49 (0) 89 641 43 140
thomas.engelmann@kgal.de

KGAL Investment Management GmbH & Co. KG, Tölzer Straße 15, 82031 Grünwald

WICHTIGE HINWEISE

Dieses Dokument ist vertraulich und nur für den Adressaten bestimmt und darf ohne ausdrückliche schriftliche Zustimmung der KGAL Investment Management GmbH & Co. KG („KGAL“ oder „wir“) weder veröffentlicht noch verteilt werden. Dieses Dokument ist nicht für die öffentliche Nutzung oder Verbreitung bestimmt. Die hierin enthaltenen Informationen beruhen auf externen Quellen, die wir für zuverlässig halten; die KGAL hat diese Informationen jedoch nicht im Detail überprüft. Die KGAL ist bestrebt, die Informationen auf dem neuesten Stand und korrekt zu halten, gibt jedoch keinerlei ausdrückliche oder stillschweigende Zusicherungen oder Gewährleistungen in Bezug auf die Vollständigkeit, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Eignung oder Verfügbarkeit dieses Dokuments oder der darin enthaltenen Informationen, Produkte, Dienstleistungen oder zugehörigen Grafiken für irgendwelche Zwecke. Die in diesem Dokument enthaltenen Darstellungen und Erläuterungen geben die jeweilige Einschätzung der KGAL zum Zeitpunkt der Erstellung des Dokuments wieder und können sich ohne Vorankündigung ändern. Alle hier beschriebenen Anlagestrategien potenzieller künftiger Fonds haben nur beispielhaften Charakter. Dieses Dokument ist nicht bindend und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es stellt keine Anlageberatung, keine Handlungsempfehlung und kein Angebot zum Verkauf oder eine Aufforderung zum Kauf einer Beteiligung an einem mit der KGAL verbundenen Fonds dar und ersetzt nicht die professionelle Anlageberatung oder die Beurteilung der persönlichen Umstände durch einen Steuerberater. Aussagen über die historische Performance, Simulationen und Prognosen sind kein verlässlicher Indikator für die künftige Wertentwicklung und lassen nicht auf künftige Ergebnisse schließen. Dieses Dokument ist nicht für die Verwendung durch Personen oder Organisationen in Ländern bestimmt, in denen eine solche Verwendung gegen die jeweils geltenden Gesetze oder Vorschriften verstoßen würde.

Bildnachweise:

Titelseite: getty images; Seiten 8, 14, 25, 26, 35,
41, 42: shutterstock; Seite 36: Adobe Stock

