

Potentiale, Grenzen und Prioritäten

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektorenvergleich

Hamburg, März 2025

Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho,

Jonas Bannert, Dr. Marina Blohm, Lia Lichtenberg

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Potentiale, Grenzen und Prioritäten – Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektorenvergleich

März 2025

**Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho,
Jonas Bannert, Dr. Marina Blohm, Lia Lichtenberg**

Über die Autor*innen

In der Arbeitsgruppe „Neue Markt- & Geschäftsmodelle, Regulierung“ des Norddeutschen Reallabors (NRL) werden an der HAW Hamburg und der Hochschule Flensburg die Praxisprojekte des NRLs aus ökonomischer Perspektive wissenschaftlich begleitet.

Zusammenfassung

Dieser zusammenfassende Studienteil 6 basiert auf den vorherigen Teilen 1 bis 5 der Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende - Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ und bewertet die Priorisierung der Nutzung von grünem Wasserstoff in drei Sektoren: Industrie, Wärme und Verkehr. Aus Effizienzgesichtspunkten ist die Nutzung von grünem Wasserstoff im Industriesektor gegenüber Wärme und Verkehr zu priorisieren. Industriegüter, wie Primärstahl, Kupfer, Ammoniak, Methanol und Raffinerieerzeugnisse, die schwer zu defossilisieren sind, können von grünem Wasserstoff profitieren. Allerdings ist die Wettbewerbsfähigkeit des Einsatzes von grünem Wasserstoff in der Industrie nur bei sehr niedrigen Bezugspreisen bzw. Herstellungskosten erreichbar. Die Herstellungskosten liegen bei 6,07 bis 9,65 €/kg (netto, ohne MWSt.). Wettbewerbsfähig wäre die Produktion von Primärstahl bei einem Preis für grünen Wasserstoff von ca. 1,6 €/kg (netto, ohne MWSt.) und für die Produktion von Ammoniak läge der Grenzpreis für grünen Wasserstoff bei ca. 3,3 €/kg (netto, ohne MWSt.). Im Wärmesektor ist grüner Wasserstoff derzeit ebenfalls keine konkurrenzfähige Alternative zu Erdgasheizkesseln, Wärmenetzen oder Wärmepumpen, denn der Grenzpreis für grünen Wasserstoff läge hier bei sehr niedrigen ca. 4 €/kg (brutto, inkl. MWSt.). Auch die im Vergleich zur direkten Stromnutzung in Wärmepumpen schlechte Effizienz spricht gegen eine breite Anwendung von Wasserstoff für die Wärmebereitstellung, da Wärmepumpen bis zu sechsmal weniger Strom benötigen als Heizsysteme auf Basis von mit grünem Strom erzeugten Wasserstoff. Dennoch ist die Nutzung von grünem Wasserstoff für weniger kostensensible Nischenanwendungen wie die Spitzenlastdeckung in Wärmenetzen denkbar und die Einbindung der Abwärme aus Elektrolyseuren und Brennstoffzellen wäre als ergänzendes Geschäftsmodell der Wasserstofferzeugung und -nutzung vorteilhaft. Im Verkehrssektor ist Wasserstoff im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen bereits bei Preisen von ca. 13 €/kg (brutto, inkl. MWSt.) und im Vergleich zu Elektrofahrzeugen bei ca. 9 €/kg (brutto, inkl. MWSt.) wettbewerbsfähig. Das politische Instrument der THG-Minderungsquote ermöglicht daneben zusätzliche Einnahmen für die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor. Wasserstoff sollte wegen der schlechteren Energieeffizienz im Vergleich zum rein elektrischen Antrieb aber vorzugsweise in zeit-, gewichts- und/oder volumensensiblen Nischen zur Anwendung kommen.

Der Sektorenvergleich zeigt zwei gegenläufige Trends bei der Nutzung von grünem Wasserstoff. Während Effizienzüberlegungen nahelegen, den Industriesektor zu priorisieren, würde bei einem reinen Kostenvergleich mit fossilen Brennstoffen der wettbewerbsfähige Einsatz zuerst im Verkehrssektor möglich werden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit einer strategischen Planung und politischer Unterstützung zur Maximierung der erreichbaren Senkung von Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von (knappem) grünem Wasserstoff in den verschiedenen Verbrauchssektoren.

Keywords

Grüner Wasserstoff, Markt der Zukunft, Verkehrssektor, Technologievergleich, BEV, FCEV, ICEV, Brennstoffzelle, Batterie, E-Fuels, synthetische Kraftstoffe, THG-Minderungsquote, Norddeutsches Reallabor

Inhaltsverzeichnis

1.	EINLEITUNG	1
1.1	HERAUSFORDERUNG: KLIMANEUTRALITÄT 2045	1
1.2	DAS VERBUNDFORSCHUNGSPROJEKT NORDDEUTSCHES REALLABOR (NRL)	2
1.3	ZIELSETZUNG UND AUFBAU	3
2.	INDIKATIVE BERECHNUNG EINER OPEX-KOSTENPARITÄT DES WASSERSTOFFEINSATZES IN VERSCHIEDENEN SEKTOREN	4
3.	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND FAZIT	6
4.	ZUSAMMENFASSENDE DARSTELLUNG DER SEKTORSPEZIFISCHEN TEILSTUDIEN	8
4.1	WASSERSTOFFANWENDUNG IM GEBÄUDESEKTOR (STUDIENREIHE TEIL 2)	8
4.2	WASSERSTOFFANWENDUNG IM VERKEHRSEKTOR (STUDIENREIHE TEIL 3)	9
4.3	WASSERSTOFFANWENDUNG IM INDUSTRIESEKTOR (STUDIENREIHE TEIL 4)	10
4.4	WASSERSTOFFERZEUGUNG (STUDIENREIHE TEIL 5)	11
I.	TABELLENVERZEICHNIS.....	I
II.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	I
III.	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	II

Vorbemerkung

Die Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ soll einen Überblick entlang der Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff und damit von der Wasserstofferzeugung bis hin zur Anwendung in den verschiedenen Verbrauchssektoren geben.

Durch techno-ökonomische Betrachtungen werden verschiedene relevante Technologien im Hinblick auf ihre Potentiale und Grenzen bewertet und daraus Prioritäten für den zukünftigen Einsatz von grünem Wasserstoff abgeleitet. Dafür werden die „Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ aufbauend auf den Arbeitsgruppen des NRL und deren Referenzprojekten in folgenden Themenbereichen untersucht und sukzessive veröffentlicht:

- Studienreihe Teil 1: Grüner Wasserstoff als Markt der Zukunft
- Studienreihe Teil 2: Wasserstoffanwendung im Gebäudesektor
- Studienreihe Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor
- Studienreihe Teil 4: Wasserstoffanwendung im Industriesektor
- Studienreihe Teil 5: Wasserstofferzeugung
- **Studienreihe Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektorenvergleich**

1. Einleitung

1.1 Herausforderung: Klimaneutralität 2045

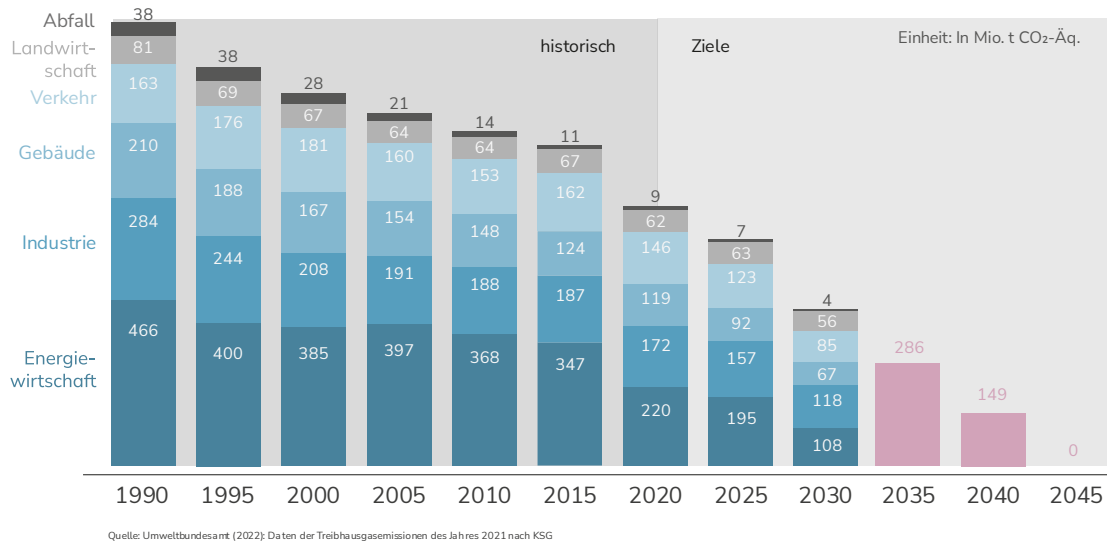


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045

Die Bundesrepublik Deutschland hat mit dem 2021 nachgebesserten Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) beschlossen, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Dafür müssen neben der Energiewirtschaft auch die Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude vollständig treibhausgasneutral werden, was eine enorme Herausforderung darstellt.

Abbildung 1 zeigt, dass der Weg zur vollständigen Treibhausneutralität anspruchsvoll ist. Seit dem Referenzjahr 1990 konnten in 30 Jahren bis 2020 die Emission von Treibhausgasen (THG) zwar um 40 % reduziert werden, das entspricht durchschnittlich 17 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr¹ (dunkelgrauer Bereich). In den nächsten 25 Jahren von 2020 bis 2045 müssen die THG-Emissionen aber um die restlichen 60 % gesenkt werden, das entspricht durchschnittlich 30 Mio. t CO₂-Äq. pro Jahr² (hellgrauer Bereich). Die jährliche THG-Minderung muss zukünftig also deutlich ambitionierter ausfallen als in den letzten 30 Jahren,

um das Ziel der Klimaneutralität 2045 erreichen zu können. Es gilt, sämtliche dafür notwendige Technologien zügig in die breite Anwendung zu führen. Mit der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ hat die Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland im Sommer 2020 die Bedeutung von **grünem Wasserstoff** (= aus erneuerbaren Energien gewonnen) für die erfolgreiche Energiewende unterstrichen (BMWi 2020). Die Strategie wurde 2023 präzisiert, es soll Elektrolysekapazitäten bis 2030 von 10 GW installiert werden (BMWK 2023). Die Herstellung und Anwendung von grünem Wasserstoff und deren Technologie als „Markt der Zukunft“ unterliegen derzeit noch vielfältigen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen. Die vorliegende Studienreihe „**Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten**“ widmet sich diesen Themen und präsentiert eine Einordnung im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „Norddeutsches Reallabor“ (NRL).

¹ 40 % / 30 Jahre = 1,33 % pro Jahr → 1,33 % von THG-Emissionen₁₉₉₀ = 1.242 Mio. t CO₂-Äq. * 1,33 % = 17 Mio. t CO₂-Äq

² 60 % / 25 Jahre = 2,40 % pro Jahr → 2,40 % von THG-Emissionen₁₉₉₀ = 1.242 Mio. t CO₂-Äq. * 2,40 % = 30 Mio. t CO₂-Äq

1.2 Das Verbundforschungsprojekt Norddeutsches Reallabor (NRL)

Mehr als 20 Referenzanlagen (7 Elektrolyseure) rund 40 MW H₂-Erzeugungskapazität und 700 GWh Abwärmenutzung

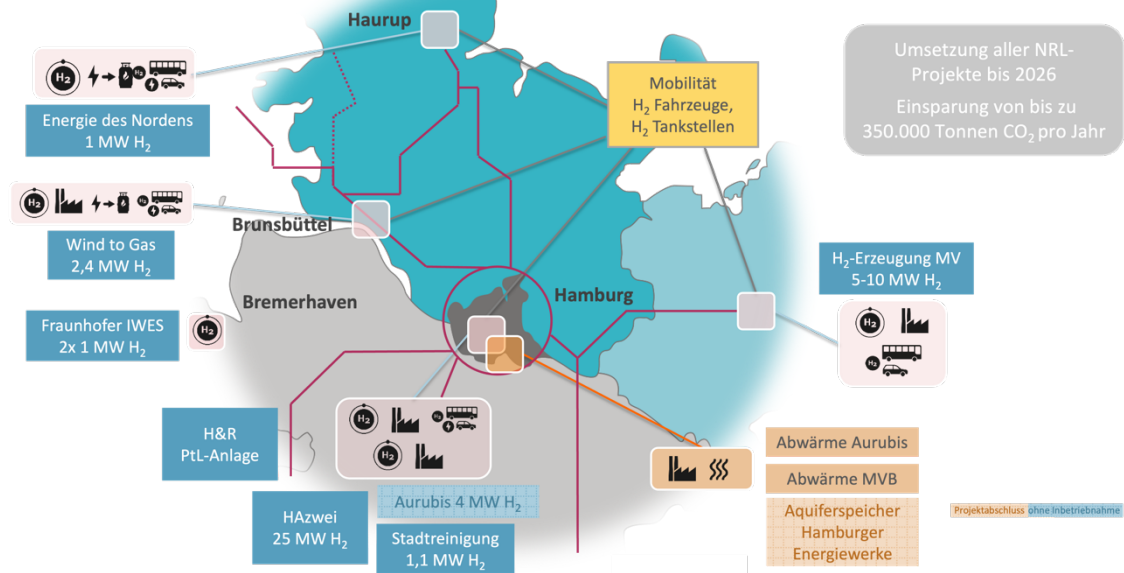


Abbildung 2: NRL-Struktur

Das Verbundforschungsprojekt NRL „Norddeutsches Reallabor“³³ (2021 bis 2026) ist ein im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms mit dem Förderschwerpunkt „Reallabore der Energiewende“ mit rund 52 Millionen € gefördertes Projekt. Ziel des NRL ist es, die Transformation des Energiesystems zu erproben und so den Weg zu einer schnellen Defossilisierung aller Verbrauchssektoren zu demonstrieren. Dabei werden die Erzeugungsregionen von grünem Strom Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern mit der Verbrauchsregion Hamburg gekoppelt. Dabei wird die Wasserstoff-Wertschöpfungskette abgedeckt von der Bereitstellung über den Transport und die Speicherung bis zur Umwandlung von Energie in der Industrie, der Wärmeversorgung und dem Verkehrssektor. Diese Vielfalt ermöglicht eine integrierte Betrachtung des Energiesystems und

dessen Erzeugungs- und Verbrauchssektoren im NRL.

Konkret arbeiten im NRL 23 Förderpartner, 30 assoziierte Partner sowie 6 Behörden und Ministerien der beteiligten Landesregierungen zusammen. Dabei war zu Projektbeginn geplant, in 22 Referenzanlagen wie beispielsweise acht Elektrolyseure mit einer Wasserstoff-Erzeugungskapazität von bis zu 42 MW, bis zu 200 wasserstoffbetriebene Fahrzeuge verschiedener Klassen in unterschiedlichen Nutzungsszenarien und drei Projekte zur Abwärmenutzung in einem Umfang von 700 GWh pro Jahr (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3) umzusetzen. Mit den geplanten Vorhaben des Norddeutschen Reallabors können etwa 350.000 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr eingespart werden.

³³ Weitere Informationen und Publikationen aus dem NRL finden Sie unter www.norddeutsches-reallabor.de.



Abbildung 3: NRL-Projektpartner

1.3 Zielsetzung und Aufbau

Die Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ identifiziert grünen Wasserstoff als Markt der Zukunft. Gleichzeitig geht es in der Studienreihe um die Einordnung von grünem Wasserstoff neben anderen (z. B. elektrischen) Defossilisierungs-Technologien in den verschiedenen Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie (Von Düsterlho u. a. 2023). Jedes der Themen wurde bereits in einer eigenen Studie im Detail analysiert und veröffentlicht⁴. In diesem zusammenfassenden Studienteil 6: Wasserstoffanwendung im Sektorenvergleich werden die Ergebnisse der Studienteile 1 bis 5 zusammengefasst.

Die indikative Berechnung einer OPEX-Kostenparität des Wasserstoffeinsatzes in ver-

schiedenen Sektoren in Kapitel 2 stellt die Erkenntnisse aus den Teilstudien als einen Sektorenvergleich gegenüber. Im Mittelpunkt steht die OPEX-Kostenparität des Wasserstoffeinsatzes gegenüber fossilen Energieträgern und den elektrischen Defossilisierungs-Technologien. Kapitel 3 zeigt Schlussfolgerungen und zieht ein Fazit.

Als Ergänzung wird in Kapitel 4 die Rolle von grünem Wasserstoff in den Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Industrie eingeordnet (Studienteile 2-4) und die Wasserstoff-erzeugung dargestellt (Studienteil 5).

Grundlage dieser Studienreihe sind Literaturrecherche, Experteninterviews mit Praxispartnern aus der NRL-Modellregion und darauf aufbauende Mengen-Kosten Modellierungen.

⁴ <https://norddeutsches-reallabor.de/presse/#studien>

2. Indikative Berechnung einer OPEX-Kostenparität des Wasserstoffeinsatzes in verschiedenen Sektoren

Abbildung 4 stellt die ermittelte OPEX-Kostenparität des Wasserstoffeinsatzes aus den Teilstudien dar. Die Achse „OPEX Kostenparität mit H₂ in €/kg“ zeigt dabei, welchen Preis grüner Wasserstoff haben darf, um mit dem jeweiligen alternativen Energieträger im spezifischen Anwendungsbereich wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein. Kennwerte zu den Anwendungsbereichen Industrie, dezentrale Wärmeversorgung und straßenbasierter Verkehr werden gegenübergestellt und mit den Gestehungskosten für grünen Wasserstoff verglichen (Säule H₂ rechts). Zum aktuellen Zeitpunkt (März 2025) der Veröffentlichung von Studienteil 6 sind die Energiepreise deutlich unter der Energiepreisbremse 2022/2023, welche in den Teilstudien berücksichtigt sind.

Der obere mit Streifen dargestellte Bereich der Balken entspricht der durch den Preisrückgang bedingten Korrektur. Grüner Wasserstoff muss Stand März 2025 noch günstiger werden als in 2022/2023, um bei den gefallenen Energiekosten konkurrenzfähig zu werden. Die grauen Balken stehen für fossile Energieträger: Erdgas wird hellgrau, Benzin dunkelgrau und grauer Wasserstoff hellgrau gepunktet dargestellt. Die blauen Balken stehen für Strom und der blau gepunktete Balken repräsentiert die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff.

Zu beachten ist, dass die Preise für dezentrale Wärme und Verkehr zusätzliche Preisbestandteile wie Mehrwertsteuer, Energiesteuer, Netzentgelte und Endkundengewinne enthalten.

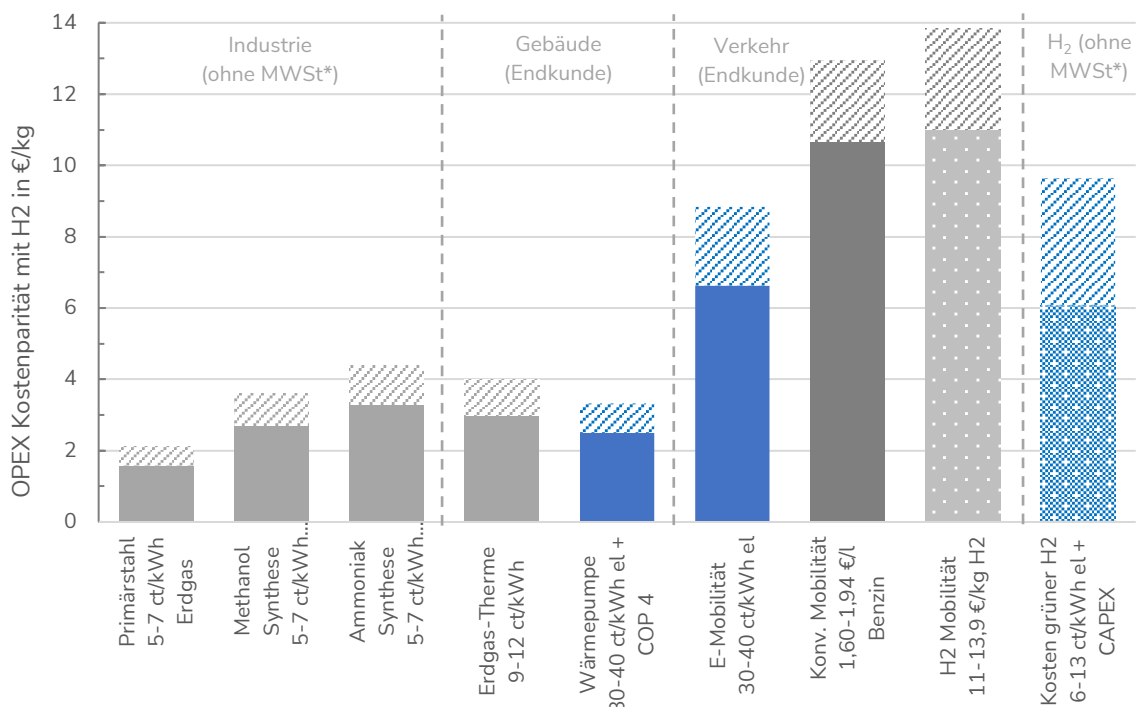


Abbildung 4: Kostenvergleich zwischen konventionellen Energieträgern und grünem Wasserstoff; *MWSt und ggf. weitere Steuern werden im Endkunden Sektor (Gebäude und Verkehr) erhoben. Graue Balken stellen das OPEX-Äquivalent mit Wasserstoff auf der Basis fossiler Endenergie dar, blaue Balken stellen elektrische Endenergie dar. (Obere Werte: Preisniveau 2022/2023, Untere Werte: Energiepreise November 2024)

Die Wasserstofferzeugungskosten (blau gepunkteter Balken) hingegen beinhalten nur die Installation von Elektrolyseuren (CAPEX), Kosten für Strom und andere OPEX-Kosten, aber keine Preiskomponenten wie Mehrwertsteuer, Energiesteuer, Netzentgelte und Endkundengewinne. Der Industriepreis für Erdgas enthält Netzentgelte und Endkundengewinne, aber keine Mehrwertsteuer. Im Folgenden wird auf die einzelnen Sektoren im Detail eingegangen.

1) Industrie: Obwohl der Industriesektor der alternativloseste Anwendungsfall für grünen Wasserstoff ist, ist der Kostennachteil im Vergleich zum Einsatz fossiler Energieträger am größten. Es bedürfte also erheblicher Kostensenkungen bei der Produktion von grünem Wasserstoff, um ihn im Vergleich zu den derzeitigen, auf fossilen Brennstoffen basierenden Verfahren wirtschaftlich und rentabel zu nutzen. Einem Erdgaspreis von 7 ct/kWh steht ein notwendiger Wasserstoffpreis von 2,13 €/kg H₂ für Primärstahl, 3,59 €/kg H₂ für die Methanol Synthese und 4,40 €/kg H₂ für die Ammoniak Synthese gegenüber (Doucet, Von Düsterlho, Schäfers, Jürgens, u. a. 2023). Verglichen mit den Erzeugungskosten von 9,65 €/kg (Lichtenberg u. a. 2024) sind die erforderlichen Grenzpreise für eine wettbewerbsfähige industrielle Produktion deutlich geringer. Mit den aktuellen Energiepreisen ändert sich das Bild kaum. Der Grenzpreis von Wasserstoff gegenüber einem Erdgaspreis von 5 ct/kWh für die Produktion von Ammoniak läge beispielsweise bei 3,3 €/kg netto, für Primärstahl bei ca. 1,6 €/kg netto. Dagegen lagen die berechneten Wasserstoff-Erzeugungskosten im Sommer 2024 noch bei ca. 6,07 €/kg netto. Zugrunde gelegt wurde ein alkalischer Elektrolyseur mit 5 MW installierter Leistung, 3.500 Volllast-stunden pro Jahr und ein Strompreis von 60 €/MWh. Ein höherer Strompreis von 130 €/MWh, wie er in den

Jahren 2022 und 2023 üblich war, führt zu höheren Wasserstoff-Erzeugungskosten von ca. 9,65 €/kg netto.

An dieser Stelle sei auf die Unterschiede in den Produktionsprozessen der industriellen Güter hingewiesen, die im Studienteil 4 erläutert sind. So wird bei der Herstellung von Primärstahl mit Wasserstoff zusätzlicher Strom und bei der Synthese von Methanol neben Wasserstoff auch grünes CO₂ benötigt, welche als konstante Größen in der Kostenkalkulation berücksichtigt sind und die Komplexität der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erhöht.

2) Gebäudewärme: Grüner Wasserstoff ist für die Wärmeerzeugung wenig effizient. Wirtschaftliche Alternative zur Defossilisierung ist der Anschluss an ein Fernwärmenetz mit Kosten von 9 bis 12 ct/kWh, analog zu den in der Abbildung dargestellten Kosten einer Erdgastherme, was einem notwendigen Wasserstoffpreis zwischen 3 €/kgH₂ und 4 €/kg H₂ entspricht. Der Einsatz einer Wärmepumpe mit COP 4 bei Stromkosten von 30 bis 40 ct/kWh entspricht einem notwendigen Wasserstoffpreis von 2,5 €/kg bis 3,33 €/kg (Doucet, Von Düsterlho, Schäfers, Kicherer, u. a. 2023).

3) Verkehr: Für den Verkehrssektor sind die Kosten in Antriebs-kWh (reinen Energiekosten * technologiespezifische Antriebs-Effizienz (*Tank-to-Wheel*)) abgebildet. Aus wirtschaftlicher Sicht wird erwartet, dass im Sektorenvergleich grüner Wasserstoff zuerst im Verkehrssektor im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen wettbewerbsfähig wird. So entsprechen die 1,94 €/l Benzin zum Zeitpunkt der Teilstudienveröffentlichung 2023 einem Wasserstoffpreis von 12,94 €/kg H₂ (Bannert, Schütte, und Von Düsterlho 2023). Dieser liegt über den geschätzten Wasserstoffproduktionskosten von 9,65 €/kg H₂ (entsprechen inklusive MWSt. 11,48 €/kg H₂)(Lichtenberg u. a. 2024), allerdings müssen bspw.

für den Betrieb von Wasserstofftankstellen Mehrkosten von mindestens 2,50 €/kg H₂ angenommen werden (Wawer und Stroink 2024), dazu kommen insbesondere Transportkosten. Der tatsächliche Wasserstoffpreis an der Tankstelle orientiert sich aktuell dabei jedoch an dem Preis für die fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel, um konkurrenzfähig zu sein. Gleichzeitig gibt es mit rein batterieelektrischen Antrieben eine noch wirtschaftlichere Alternative, sodass sich die Anwendung von grünem Wasserstoff auf der Straße insbesondere auf die zeit-, gewichts- und/oder volumensensiblen Anwendungsbeispiele konzentrieren wird, wo die rein batterieelektrischen Antriebe im Nachteil sind.

Auch durch die Aktualisierung der Energiekosten verändert sich das Verhältnis von Benzin zu Strom zu Wasserstoff nicht wesentlich, außer dass sich der Unterschied zur Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff tendenziell vergrößert. Bei einem Preis für grünem Wasserstoff an der Tankstelle von rund 6,62 €/kg H₂ wäre dieser konkurrenzfähig zu einem rein batterieelektrischen Antrieb (bei einem Strompreis von 0,30 €/kWh).

Das Interesse, grünen Wasserstoff im Verkehrssektor zu vermarkten, wird insbesondere auch durch das umweltökonomische Instrument der Treibhausgasquote (THG-Quote) verstärkt, das je nach Marktlage zusätzliche Einnahmen von bis zu 17,91 €/kg H₂ für im Verkehrssektor eingeführten grünen Wasserstoff generiert und so einen Teil der Mehrkosten kompensieren kann. Dabei ist zu beachten, dass der aktuelle Marktpreis nur rund 1/6 der potentiellen Erlöse ermöglicht (Bannert, Düsterlho, und Timmerberg 2024).

Zusammenfassend deutet der durchgeführte Vergleich der Kostenparität von grünem Wasserstoff zu den jeweiligen relevanten alternativen Energieträgern darauf hin, dass der Ver-

kehrssektor aufgrund der derzeitigen politisch gesetzten umweltökonomischen Instrumente bei der Einführung von grünem Wasserstoff im Fokus sein wird, gefolgt von Nischenanwendungen im Gebäudesektor und schließlich der Industrie. Gleichzeitig reicht die Kostenparität der Betriebskosten nicht alleine für einen Markthochlauf. In der Gesamtbetrachtung inklusive Infrastruktur- und Umrüstungskosten ergeben sich weitere Herausforderungen für grünen Wasserstoff als Markt der Zukunft.

3. Schlussfolgerungen und Fazit

Vor dem Hintergrund der Priorisierung von grünem Wasserstoff als knappes Gut sollte dieser insbesondere im Industriesektor zur Defossilisierung eingesetzt werden, da es in diesem Sektor an CO₂-neutralen Alternativen mangelt. Diese Notwendigkeit steht jedoch im Widerspruch zu der geringeren Wirtschaftlichkeit, die in den anderen Anwendungssektoren bereits bei höheren Wasserstoffpreisen erreicht wird. Zudem werden industrielle Güter weltweit gehandelt und ein Aufpreis für grüne Produkte ist noch nicht etabliert, so dass hier ein zusätzlicher Wettbewerbsnachteil droht.

Die Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor wird voraussichtlich auf Nischen beschränkt sein. Elektrizität und Fernwärme werden hier durch die direkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen dominiert werden. Grüner Wasserstoff kann jedoch zur erhöhten Flexibilität z.B. bei der Spitzenlastabdeckung und als Speichermedium zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen.

Die Analyse zeigt zwar, dass die Nutzung von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor als erste eine preisliche Wettbewerbsfähigkeit erreicht, was durch die THG-Quote noch zusätzlich verstärkt wird. Es sei jedoch darauf

hingewiesen, dass es für den Straßenverkehr effizientere und marktreife Alternativen in Form der direkten Elektrifizierung von PKW, LKW und Bussen gibt. Für den Schiffs- und Luftverkehr, sowie für den Industriesektor gibt es diese Alternative so nicht.

Um Transformationsprojekte insbesondere für den Industriesektor wirtschaftlich umsetzbar zu machen, wurden im Oktober 2024 sogenannte Klimaschutzverträge unterzeichnet. 15 Unternehmen werden bei konkreten Projekten mit staatlichen OPEX-Preisgarantien über 15 Jahre mit maximal 2,8 Milliarden Euro unterstützt, wobei im Rahmen einer Ausschreibung nur die kosteneffizientesten Projekte ausgewählt wurden (BMWK 2024). Klimaschutzverträge entsprechen einem strategischem Planungsinstrument zur Ermittlung der effizientesten Defossilisierungsoptionen für verschiedene Sektoren, um eine effektive Transformation des Energiesystems und eine optimale Nutzung knapper Energieträger wie grünen Wasserstoff zu gewährleisten. Darüber hinaus gibt es weitere mögliche strukturelle Ansatzpunkte zur Förderung des Einsatzes von grünem Wasserstoff:

1. Ausweitung umweltökonomischer Instrumente, um Anreize für die Nutzung von grünem Wasserstoff und die Entwicklung der Infrastruktur zu schaffen. Mechanismen zur Bepreisung von Kohlenstoff (z. B. EU ETS 1 und EU ETS 2) verbessern die Wettbewerbsfähigkeit von klimaneutraler Energie, indem sie die Kosten für fossile Alternativen erhöhen. Ein Mechanismus wie die THG-Quote im Verkehrssektor könnte auch für den Industriesektor und die Fernwärme von Vorteil sein, um die Vermarktung von grünem Wasserstoff zu diversifizieren.

2. Schaffung von Anreizen für die Realisierung von Effizienzgewinnen durch die Kopplung von grünem Wasserstoff mit Wärmenetzen und erneuerbarer Energie, z. B.

durch gemeinsame Planung von Strom- und Wärmenetzen. Die zukünftige Integration von grünem Wasserstoff als (saisonale) Speicherlösung für schwankende erneuerbare Energien und die Nutzung von Abwärme der Wasserstofferzeugung in Wärmenetzen birgt noch viel Potenzial, einschließlich seiner Anwendungen zur Netzstabilisierung und zum Spitzenlastausgleich (Peak Shaving).

3. Fortsetzung der Forschungen zur Kostensenkung und Verbesserung der Technologien für den Einsatz von grünem Wasserstoff, hier insbesondere der Einsatz in der Industrie. Geschäftsmodelle für Wärmenetze, die Steigerung der Effizienz der Elektrolyse sowie die Entwicklung besserer Brennstoffzellen könnten weitere Ansatzpunkte sein, um die ambitionierten Ziele der Wasserstoffstrategie von 10 GW Elektrolysekapazität im Jahr 2030 zu erreichen. Wasserstofftechnologien müssen zukünftig zudem in sehr viel größerem Maßstab errichtet werden, um Skaleneffekte schneller zu realisieren.

Die Analyse verdeutlicht zwei gegenläufige Trends: Während der Industriesektor die höchsten Kostennachteile bei einem Einsatz von grünem Wasserstoff hat, zeigt sich, dass der Kostennachteil im Verkehrssektor deutlich geringer ist. Dennoch müsste der Einsatz im Industriesektor tendenziell priorisiert werden, weil es hier, anders als im Verkehrs- und Gebäudesektor, häufig keine wirtschaftlicheren Alternativen für die Erreichung der Klimaneutralität gibt. Vor diesem Hintergrund ist eine sektorspezifische strategische Planung notwendig, um das knappe Gut grüner Wasserstoff effizient einzusetzen. Die politische Unterstützung für den Einsatz von grünem Wasserstoff muss folgerichtig auch sektorspezifisch sein, damit die bestehende finanzielle Diskrepanz zwischen einer industriellen Nutzung von grünem Wasserstoff und wettbewerbsfähigen Produktionsbedingungen reduziert wird.

Zudem erscheint es sinnvoll, stärkere Anreize für die gemeinsame Planung von Strom- und Wärmenetzen zu setzen. Der Einsatz von grünem Wasserstoff in Wärmenetzen oder als Speicher für (abgeregelten) Strom aus erneuerbaren Energiequellen stellen zusätzliche noch weitgehend ungenutzte Potenziale zur Erreichung der Klimaneutralität dar.

4. Zusammenfassende Darstellung der sektorspezifischen Teilstudien

Zur Konkretisierung unserer Ergebnisse werden nachfolgend die erstellten und bereits veröffentlichten sektorspezifischen Teilstudien unserer Studienreihe zusammenfassend dargestellt.

Weitere Details können den vollständigen bereits veröffentlichten Teilstudien entnommen werden (vgl. Vorbemerkungen).

4.1 Wasserstoffanwendung im Gebäudesektor (Studienreihe Teil 2)

Wegen des um den Faktor 5 bis 6 geringeren Strombedarfs kommt die Teilstudie zum Einsatz von grünem Wasserstoff im Gebäudesektor (Doucet, Von Düsterlho, Schäfers, Kicherer, u. a. 2023) zu dem Schluss, dass in der dezentralen Gebäudewärme die Wärmepumpe gegenüber der Wasserstoff-Heizung zu priorisieren ist. Grünem Wasserstoff kann aber eine Rolle als Sektorenkoppler in Wärmenetzen und Quartierslösungen haben. So kann die Abwärme von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen verwertet werden und für Spitzenlasten in Wärmenetzen könnte Wasserstoff die Wärme-Versorgungssicherheit z.B. in Zeiten einer Dunkelflaute gewährleisten. Wärmenetze könnten so auch die Stromversorgung unterstützen, indem sie sehr effi-

zient den im Sommer erzeugten grünen Wasserstoff in Brennstoffzellen für ergänzende Wärme- und Stromerzeugung nutzen.

Als Technologiealternative zu dezentralen Wasserstoff-Heizungen wurden die rein elektrische Wärmepumpe, Fernwärme und eine konventionelle Gastherme untersucht.

Im Wärmesektor ist grüner Wasserstoff derzeit keine kosteneffektive Alternative zu Gasheizkesseln, Wärmenetzen oder Wärmepumpen. Ein Wasserstoffpreis von ca. 2,5 bis 4 €/kg (brutto, inkl. MWSt.) wäre für die OPEX-Kostenparität notwendig. Auch die schlechte Effizienz spricht gegen eine breite Anwendung von Wasserstoff für Wärmebereitstellung, da Wärmepumpen bis zu sechsmal weniger Strom benötigen als Heizsysteme auf Basis von grünem Wasserstoff, wenn man die Herstellung des Wasserstoffes betrachtet. Zusätzliche und in der Studie nicht berücksichtigte Kosten entstehen durch den Aufbau bzw. die Ertüchtigung der Infrastruktur (in Form von Netzentgelten). Dezentrale Wasserstoff-Heizungen haben keine Marktdurchdringung und sind neben hohen Betriebskosten auch deshalb gegenüber etablierten Lösungen im Nachteil. Grünen Wasserstoff für die Erzeugung dezentraler Gebäudewärme in Heizungen einzusetzen, wird folglich keine vielversprechende Option sein.

Dennoch, der temporäre Wasserstoffeinsatz in Wärmenetzen zur Spitzenlastdeckung und als ein Bestandteil von komplexen Quartierslösungen bedarf weiterer Untersuchungen und stellt ein breites Einsatzspektrum an klimafreundlichen Geschäftsmodellen dar.

Der Deutsche Bundestag hat am 17.11.2023 das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz) verabschiedet. Den politischen Akteuren in den Kommunen obliegt es nun, die Leitplanken für z. B. Wärmenetze, Wärme-

pumpen und Wasserstoff-Heizungen zu setzen. Diese Pläne sollen bis Mitte 2026 bzw. bis Mitte 2028 (Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern) erstellt werden. Aus diesen Plänen wird sich ein theoretischer Wasserstoff-Bedarf ableiten lassen. Der nachgelagerte Umbau von Wärmenetzen, die Umsetzung von Quartierskonzepten und der Aufbau der übergeordneten Wasserstoff-Infrastruktur werden dann den tatsächlichen Verbrauch beeinflussen.

4.2 Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor (Studienreihe Teil 3)

Grüner Wasserstoff kann im straßenbasierten Verkehrssektor als brennstoffzellen-elektrisches Fahrzeug oder in einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor direkt verbrannt als E-Fuel genutzt werden. Als Technologiealternative zu Wasserstoff-Fahrzeugen ist das rein batterieelektrische Fahrzeug zu sehen. Im Vergleich sind Wasserstoff-Fahrzeuge insbesondere in Bezug auf die unter Druck hohe gravimetrische und volumetrische Energiedichte sowie schnellere Betankung im Vorteil. Nachteilig ist dagegen die Energieeffizienz (*Well-to-Wheel*) mit 34% gegenüber der Batterie mit 77 % (Verbrenner 14%).

Ökonomisch sind straßenbasierte Wasserstofffahrzeuge aktuell im Vergleich zu konventionellen und rein batterieelektrischen Fahrzeugen aufgrund der geringeren Marktreife und höheren Anschaffungs- und teilweise Betriebskosten im Nachteil:

- Zum Veröffentlichungszeitpunkt der Teilstudie zum Einsatz von grünem Wasserstoff im Verkehrssektor (Frühjahr 2023) lagen die H₂-Preise an Tankstellen in Deutschland in der für PKW typischen Druckstufe von 700 bar bei 13,85 €/kg H₂ brutto

(0,82 €/Antriebs-kWh⁵) und in der 350 bar Druckstufe (typischerweise Nutzfahrzeuge) bei 10,80 €/kg H₂ netto (0,64 €/Antriebs-kWh)).

- Da der Tankstellen-Preis für grünen Wasserstoff sich an den fossilen Kraftstoffpreisen orientiert, kann dieser tendenziell als konkurrenzfähig zu fossilen Kraftstoffen gesehen werden. Hier sei auch insbesondere das umweltökonomische Instrument der Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) genannt. Diese kann im Verkehrssektor die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff zu fossilen Kraftstoffen deutlich erhöhen.
- Im Vergleich ist Strom mit 0,51 €/Antriebs-kWh in den Betriebskosten mittlerweile deutlich günstiger als fossile Kraftstoffe (Benzin: 0,76 €/Antriebs-kWh). Aufgrund des höheren Energieeffizienzgrads wird grüner Strom in der Regel stets kostengünstiger sein als grüner Wasserstoff. Eine Ausnahme könnten Wasserstoff-Importe oder die Elektrolyse-Nutzung von aufgrund von Netzengpässen abgeregelter Energie sein.

Im Ergebnis kommt die dritte Teilstudie (Bannert, Jens-Eric Von Düsterlho, und Heybrock 2023) aufgrund der deutlich geringeren Energieeffizienz von Wasserstoff zu dem Schluss, dass in der straßenbasierten Antriebswende rein batterieelektrische Fahrzeuge zu priorisieren sind. Wasserstofffahrzeuge werden eher ergänzend in zeit-, gewichts- und/oder volumensensiblen Anwendungsfällen sowie ggf. als resiliente Technologie für Fahrzeuge der kritischen Infrastruktur zum Einsatz kommen. Deshalb ist der Ausbau der Wasserstofftankstellen-Infrastruktur vor dem Hintergrund der knappen finanziellen

⁵ Antriebs-kWh = reinen Energiekosten * technologiespezifische Antriebs-Effizienz (*Tank-to-Wheel*)

*Tabelle 1: Wasserstoffbedarf in Deutschland und der NRL-Modellregion anhand historischer Produktionsmengen industrieller Erzeugnisse, *Kraftstoffe für Flugverkehr, in Klammern inkl. alle Anwendungen*

Industrielles Erzeugnis	Produktionsmenge in Mt		Wasserstoffbedarf in TWh	
	Deutschland	Modellregion	Deutschland	Modellregion
Primärstahl (2019)	24,1	0,5	68	0,9
Kupfer (2021)	0,7	0,5	0,03	0,02
Aluminium (2019)	1,2	0,1	-	-
Ammoniak (2020)	2,5	0,8	13,8	4,7
Methanol (2020)	1,523	-	9,58	-
Raffinerien Kraftstoffe (2020)	51,327	4,879	36,8* (745,5)	1,91* (70,84)
Raffinerien Chemikalien (2020)	4,969	0,11	82,95	1,84
Zement (2020)	35,5	1,5	-	-
Summe			211 (920)	9 (78)

Mittel eher auf Nutzfahrzeuge (350 bar) als PKW (700 bar) zu konzentrieren. Darüber hinaus könnte grüner Wasserstoff im Verkehrssektor als synthetischer Kraftstoff mangels Alternativen insbesondere in der Hochseeschifffahrt und im Langstrecken-Flugverkehr eingesetzt werden.

4.3 Wasserstoffanwendung im Industriesektor (Studienreihe Teil 4)

Grüner Wasserstoff wird im Industriesektor notwendig, wenn es um die Defossilisierung der Produktion von Erzeugnissen wie z. B. Primärstahl, Kupfer, Ammoniak, Methanol, sowie Raffinerieerzeugnisse wie Chemikalien und E-Fuels geht. Individuelle Teilprozesse der verschiedenen industriellen Erzeugnisse können dabei nicht elektrifiziert werden bzw. brauchen stofflichen Wasserstoff (z.B. als Reduktionsmittel). Zusätzliches grünes CO₂ ist für die Produktion von Methanol, Chemikalien und E-Fuel notwendig.

Allerdings ist die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff in der Industrie nur bei sehr niedrigen Preisen/Herstellungskosten

von ca. 2 €/kg (netto, ohne MWSt.) für die Produktion von Primärstahl und bis ca. 4 €/kg (netto, ohne MWSt.) für die Produktion von Ammoniak erreichbar.

Tabelle 1 zeigt historische Produktionsmengen im Industriesektor in Deutschland und den in der Teilstudie 4 ermittelten Wasserstoffbedarf von 920 TWh, wovon 745 TWh auf die Produktion von Kraftstoffen (Benzin, Diesel, Kerosin usw.) als E-Fuel entfallen würden. Auf Kerosin als E-Fuel entfällt dabei ein Bedarf von 37 TWh von den insgesamt 745 TWh für Kraftstoffe. Der deutsche Wasserstoff Bedarf reduziert sich folglich auf lediglich 211 TWh, wenn man nur den Flugverkehr und die betrachteten Industriegüter berücksichtigt (Doucet, Von Düsterlho, Schäfers, Jürgens, u. a. 2023).

Kostennachteile in der Industrie entstehen durch den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur, Prozessanpassungen und insbesondere dem noch deutlich höheren Preis gegenüber etablierten fossilen Energieträgern wie

Erdgas. Wasserstoff-Folgeprodukte wie Ammoniak und Methanol werden im Kontext eines globalen Handels oft als "Wasserstoff-Derivat" beschrieben, da der Umgang mit diesen Erzeugnissen in der Industrie gut erprobt ist. Der Import von grünem Wasserstoff als Derivat würde aber in direkter Konkurrenz zu der Produktion von Ammoniak und Methanol in Deutschland stehen. Eine lokale Produktion von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten ist für den Erhalt von Industriestandorten in Deutschland daher zielführender als der Import, welcher den Rückgang von industriellen Strukturen bedeuten könnte. Die verbrauchsnahe Wasserstoffproduktion verbessert dagegen die Effizienz, da beim Import Verluste für den zusätzlichen Transport und die stofflichen Umwandlungen anfallen.

4.4 Wasserstoffherzeugung (Studienreihe Teil 5)

Deutschland hat sich in seiner nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) zum Ziel gesetzt, Elektrolysekapazitäten bis 2030 von mindestens 10 GW zu installieren (BMWK 2023). Diese Leistung wird den prognostizierten nationalen Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh in 2030 voraussichtlich zu 30 bis 50 Prozent decken. Der restliche Bedarf wird voraussichtlich über Importe gedeckt werden müssen.

Grüner Wasserstoff ist nicht eindeutig definiert, sondern beschreibt lediglich, dass erneuerbarer Strom für die Elektrolyse genutzt wurde. Mit der Veröffentlichung eines Delegierten Rechtsaktes (DA) am 13.02.2023 hat die EU-Kommission hingegen Eigenschaften festgelegt, auf dessen Grundlage man von gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff sprechen kann. Die meisten dieser Vorgaben beziehen sich auf den Strombezug für die Elektrolyse. Da es darüber hinaus jedoch keine (gesetzesübergreifende) einheitliche Definition

gibt, unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff als „grün“ anzusehen ist, ist für jeden Rechtsbereich gesondert zu klären, welche (national wie europäisch) geregelten Vorgaben eingehalten werden müssen, um von grünem bzw. erneuerbarem Wasserstoff sprechen zu können.

Grundsätzlich wird zwischen zwei verschiedenen Strombezugsoptionen unterschieden: Die Direktversorgung, bei der ein Elektrolyseur direkt mit der erneuerbaren Energieanlage verbunden ist, und die Stromversorgung über das Stromnetz. Diese beiden Strombezugsoptionen beeinflussen die Technologiewahl bzw. die Fahrweise des Elektrolyseurs. Der delegierte Rechtsakt (EU) 2023/1184 definiert die unterschiedlichen Fälle, wann Netzstrom als erneuerbar angesehen werden kann, da in den meisten Ländern in Europa die nationale Stromerzeugung nicht komplett durch erneuerbare Energien gedeckt wird. Die wichtigsten gesetzlichen Vorgaben beziehen sich wohl auf die zeitliche und geographische Korrelation zwischen Stromerzeugung und Wasserstoffherzeugung.

Die meisten Betreiber von Elektrolyseuren erzeugen ihren Strom allerdings nicht selber, sondern schließen Power Purchase Agreements (PPAs) ab, um sich den Strom über die Börse einzukaufen. Bei einem Stromnetzbezug über PPAs können relativ konstante Strompreise ausgehandelt werden, welche sowohl den Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibern als auch den Elektrolyseurbetreibern Investitionssicherheit geben können. Allerdings gibt es auch PPAs, die an die Börsenpreise geknüpft sind und somit für größere Preisschwankungen sorgen können. Verallgemeinert lässt sich festhalten, dass bei einer Fahrweise von Elektrolyseuren mit gewünschter hoher Volllaststundenzahl höhere Ausgaben für den Strombezug pro kWh entstehen als bei einer Fahrweise mit geringerer Volllaststundenzahl. Dies liegt daran, dass

(grüner) Strom immer dann besonders günstig ist, wenn viele erneuerbare Energien ins Netz eingespeist werden.

Neben der Wahl der Strombezugsoption ist die Wahl der „richtigen“ Elektrolysetechnologie ebenfalls entscheidend, um die eigenen Anforderungen möglichst passgenau zu erfüllen. Die bekanntesten Elektrolyse-Verfahren

sind die alkalische Elektrolyse (AEL), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL).

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die technischen und ökonomischen Unterschiede der drei Technologien.

Tabelle 2: Vergleich der Elektrolysetechnologien (Stand Juni 2024)

Vergleich der Technologien			
	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperaturelektrolyse
TRL	9	6 – 8	4 – 6
Effizienz (bezogen auf den Heizwert) [%]	65 – 68	61 – 64	80 – 82*
Betriebsdruck [bar]	1 – 30	1 – 50	1
CAPEX (heute) [€/kW]	430 – 1.400	950 – 1.800	2.500 – 5.600
CAPEX (2050) [€/kW]	170 – 610	300 – 700	270 – 1.000
Kritische Rohstoffe	Wolfram, Kobalt und Platinmetalle	Platinmetalle (Platin, Ruthenium, Iridium)	Platin, Kobalt, Lanthan, Yttrium, Seltene Erden
Kaltstartzeit [min]	50	15	600
Temperatur [°C]	40 – 90	50 – 80	700 – 1.000
Stromdichte [A/cm²]	0,2 – 0,4	0,002 – 1,8	0,2 – 0,4
Lebensdauer [h]	60.000 – 80.000	40.000 – 80.000	13.000 – 20.000
Vorteile	- Hohe Technologiereife - Wirkungsgrad - Lebensdauer - Geringere Kosten	- Dynamischer Betrieb möglich - Frequenzreserve zum Netzausgleich nutzbar - Überlastbetrieb möglich (0-160%) - Kompakte Bauweise (geringer Platzverbrauch) - Vereinfachte Verfahrenstechnik	- Sehr hoher Wirkungsgrad - Sehr gut integrierbar mit Industrieprozessen
Nachteile	- Unflexibel - Hoher Flächenbedarf	- Bedarf an kritischen Rohstoffen - Hohe Investitionskosten - Vergleichsweise niedriger Wirkungsgrad - Keine Recyclingkonzepte für die Membran	- Niedriger Technologiereifegrad - Geringe Langzeitstabilität der Komponenten - Hohe Investitionskosten - Unflexibler Betrieb - Bedarf an kritischen Rohstoffen

* Es wurde angenommen, dass nutzbar Abwärme zur Verfügung steht. Andernfalls reduziert sich die Effizienz auf ca. 65%.

Die Hochtemperaturelektrolyse ist die neuste Technologie und weist aufgrund des geringen Technologiereifegrades (TRL) derzeit noch die höchsten Kosten auf. Sofern aber eine Nutzung von vorhandener Abwärme aus anderen Prozessen möglich ist, kann mit rund 80 % der höchste Wirkungsgrad erreicht werden.

Die alkalische Elektrolyse ist die älteste der drei Technologien. Die hohe Technologiereife spiegelt sich in niedrigen Investitionskosten wider, welche in Zukunft noch weiter sinken werden. Die langjährige Erfahrung führt ebenfalls dazu, dass eine hohe Lebensdauer erreicht werden kann. Die AEL ist besonders für hohe Volllaststunden geeignet, da sie eine höhere Kaltstartzeit aufweist als die PEMEL, was besonders im Zusammenspiel mit fluktuierendem erneuerbarem Strom nachteilig ist. Technologische Weiterentwicklungen und die Möglichkeit des Vorheizens wird die Kaltstartzeit der AEL in der Zukunft immer weiter reduzieren. Darüber hinaus werden weitere Methoden, wie beispielsweise die Nutzung einer vorgeschalteten Batterie, bereits geprüft.

Die PEMEL ist besonders für die Wasserstoffherzeugung mit erneuerbarem Strom geeignet, da die Kaltstartzeit mit 15 Minuten sehr kurz ist und darüber hinaus ein Warmstart sehr schnell erfolgen kann. Da es sich allerdings um eine neuere Technologie handelt als die AEL, sind noch nicht alle technologischen Kinderkrankheiten behoben. Technologische Weiterentwicklungen und Lerneffekte aus bereits laufenden PEM-Elektrolyseuren werden aber voraussichtlich zu zuverlässigerer und günstigerer Wasserstoffherzeugung mit dieser Technologie führen.

Der Vergleich der drei Technologien zeigt, dass für die verschiedenen Projektanforderungen, wie zum Beispiel die Erfüllung von

hohen oder niedrigen Volllaststunden oder das Vorhandensein von nutzbarer Abwärme, die Technologien unterschiedlich gut geeignet sind. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird dazu führen, dass es in der Zukunft geben technologische Weiterentwicklungen sowie signifikante Preissenkungen wird.

Neben der Wahl der Elektrolysetechnologie gibt es weitere Aspekte, die einen entscheidenden Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben.

Die wichtigsten Kostenbestandteile der Wasserstoffgestehungskosten sind Stromkosten, Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und Finanzierungskosten, wobei die Kosten für den Strombezug meistens den mit Abstand größten Anteil ausmacht. Da der verwendete Strom sowohl beim Netzbezug als auch bei der Direktversorgung für die Erzeugung von Wasserstoff bereits heute weitgehend von den üblicherweise anfallenden Abgaben, Entgelten und Umlagen befreit ist, werden diese Kosten in den folgenden Übersichten nicht einberechnet (vgl. die Stromsteuerbefreiung für die Elektrolyse gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 Stromsteuergesetz, die Befreiung von Netzzugangsentgelten hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie gemäß § 118 Abs. 6 Energiewirtschaftsgesetz oder auch die Befreiung von der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzzumlage bei der Herstellung von grünem Wasserstoff gemäß § 25 Energiefinanzierungsgesetz).

Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der drei Technologien AEL, PEM und HTEL, jeweils für die in Tabelle 2 aufgelisteten günstigsten und teuersten Investitionskosten.

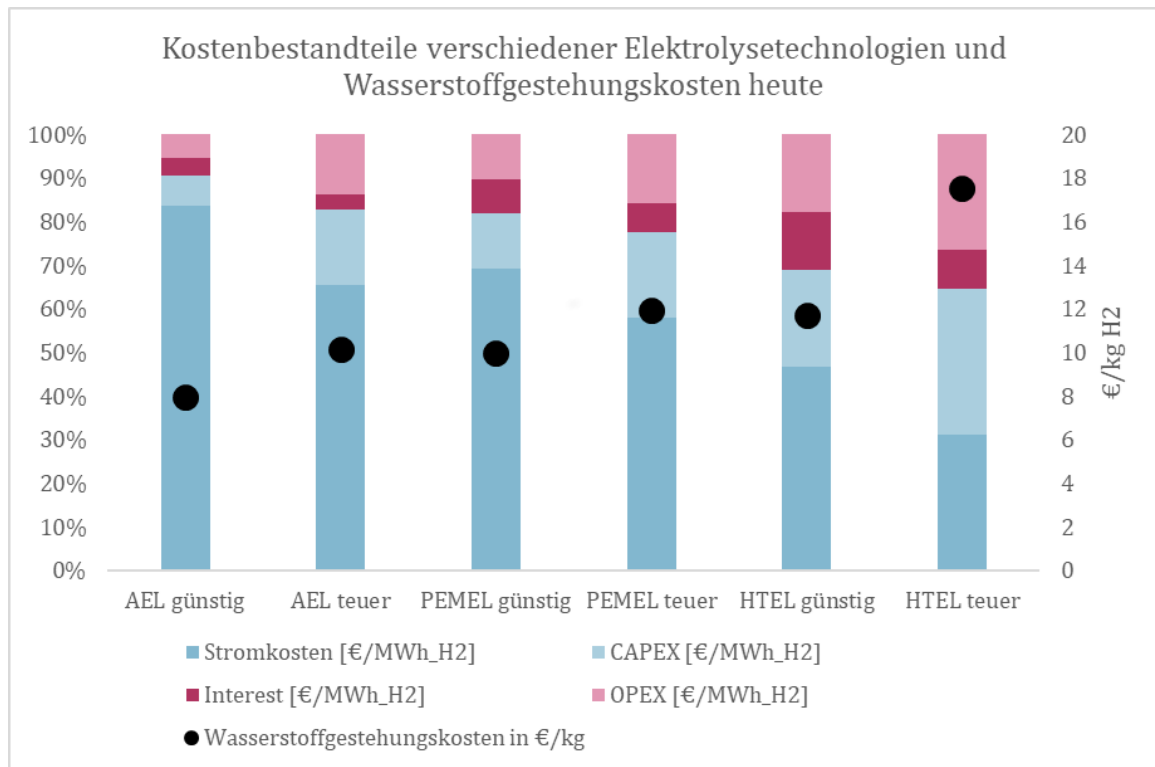


Abbildung 5: Vergleich drei Elektrolysetechnologien, Annahmen: 130 €/MWh Stromkosten, 3.500 VLS, 5 MW installierte Leistung, OPEX = 4 % CAPEX-Kosten, 5% Zinsen und 15% BoP. Die Szenarien „günstig“ beinhalten die unteren Werte der in Tabelle 4 der Studie 5 aufgelisteten CAPEX-Kosten jeweils 50% draufgeschlagen, um zusätzliche Investitionskosten, wie Netzanschluss- oder Baunebenkosten, zu berücksichtigen

Alle Szenarien berücksichtigen dieselben Bedingungen, was die variablen Parameter angeht. Der Strompreis (130 €/MWh) entspricht der Strompreisbremse (Bundesregierung, 2023), die Volllaststunden pro Jahr betragen 3.500 h, die installierte Leistung 5 MW, der OPEX 4 % vom CAPEX, die Zinsen 5 % und der Balance of Plant (BoP)-Faktor 15 % (siehe Anhang C des Studienteils 5) sind gleich gewählt. Basierend auf den getroffenen Annahmen, können im Ergebnis können im Durchschnitt die günstigsten Wasserstoffgestehungskosten mithilfe der AEL-Technologie erzielt werden und diese liegen bei ca. 7,94 €/kg H₂ und 10,14 €/kg H₂. Die Wasserstoffgestehungskosten der PEM-Elektrolyse liegen zwischen 10,00 €/kg H₂ und 11,95 €/kg H₂ und die der HTEL zwischen 11,73 €/kg H₂ und 17,53 €/kg H₂. Darüber hinaus werden in Studien-Teil 5 verschiedene

Sensitivitäten analysiert und dargestellt, welche Parameter den größten Einfluss auf die Reduktion der Wasserstoffgestehungskosten haben. Insbesondere der Strompreis, die Höhe der Volllaststunden und die CAPEX-Kosten spielen dabei eine entscheidende Rolle. Die in Abbildung 4 angenommenen Kosten von 9,65 €/kg H₂ beziehen sich auf einen alkalischen Elektrolyseur mit 5 MW installierter Leistung, Volllaststunden von 3.500 Stunden im Jahr, einem Strompreis von 130 €/MWh, einem Zinssatz von 6% und OPEX-Kosten in Höhe von 4% der CAPEX-Kosten in Kombination mit CAPEX-Kosten in Höhe von 940 €/kW (siehe Seite 22, Studie 5).

Bei sinkenden CAPEX-Kosten und ansonsten gleichbleibenden Annahmen sinken die prognostizierten Wasserstoffgestehungskosten im Jahr 2050 deutlich auf unter 8 €/kg H₂ bzw. 6 €/kg H₂.

I. Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: WASSERSTOFFBEDARF IN DEUTSCHLAND UND DER NRL-MODELLREGION ANHAND HISTORISCHER PRODUKTIONSMENGEN INDUSTRIELLER ERZEUGNISSE, *KRAFTSTOFFE FÜR FLUGVERKEHR, IN KLAMMERN INKL. ALLE ANWENDUNGEN	10
TABELLE 2: VERGLEICH DER ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN (STAND JUNI 2024)	12

II. Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER EINZELNEN SEKTOREN SEIT 1990 MIT ZIELEN BIS 2045	1
ABBILDUNG 2: NRL-STRUKTUR	2
ABBILDUNG 3: NRL-PROJEKTPARTNER	3
ABBILDUNG 4: KOSTENVERGLEICH ZWISCHEN KONVENTIONELLEN ENERGIETRÄGERN UND GRÜNEM WASSERSTOFF; *MWST UND GGF. WEITERE STEUERN WERDEN IM ENDKUNDEN SEKTOR (GEBÄUDE UND VERKEHR) ERHOBEN. GRAUE BALKEN STELLEN DAS OPEX-ÄQUIVALENT MIT WASSERSTOFF AUF DER BASIS FOSSILER ENDENERGIE DAR, BLAUE BALKEN STELLEN ELEKTRISCHE ENDENERGIE DAR. (OBERE WERTE: PREISNIVEAU 2022/2023, UNTERE WERTE: ENERGIEPREISE NOVEMBER 2024)	4
ABBILDUNG 5: VERGLEICH DREI ELEKTROLYSETECHNOLOGIEN, ANNAHMEN: 130 €/MWh STROMKOSTEN, 3.500 VLS, 5 MW INSTALLIERTE LEISTUNG, OPEX = 4 % CAPEX-KOSTEN, 5% ZINSEN UND 15% BoP. DIE SZENARIEN „GÜNSTIG“ BEINHALTEN DIE UNTEREN WERTE DER IN TABELLE 4 DER STUDIE 5 AUFGELISTETEN CAPEX-KOSTEN JEWEILS 50% DRAUFGESCHLAGEN, UM ZUSÄTZLICHE INVESTITIONSKOSTEN, WIE NETZANSCHLUSS- ODER BAUNEKENKOSTEN, ZU BERÜCKSICHTIGEN	14

III. Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
A	Ampere
AEL	Alkalische Elektrolyse
Äq	Äquivalente
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionsausgaben)
CCfd	Carbon Contracts for difference (Differenzkontrakt)
CH ₄	Methan
cm ²	Quadrat-Zentimeter
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DA	Delegierter Rechtsakt
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
h	hour (Stunden)
H ₂	Wasserstoff
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
kg	Kilogramm
km	Kilometer
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kWh	Kilo-Watt-Stunden
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichtes Nutzfahrzeug
min	Minute
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
MWh	Mega-Watt-Stunde
NO _x	Stickstoffoxide
NRL	Norddeutsches Reallabor
OPEX	Operating Expenses (Betriebsausgaben)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PPA	Power Purchase Agreement
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU 2018/2001) (Renewable Energy Directive)
RED III	im FitFor55 angekündigte Anpassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive)
SNF	Schweres Nutzfahrzeug

t	Tonne
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG -Quote	Treibhausgasminderungsquote nach § 37 a-c BImSchG
THG	Treibhausgas
TWh	Terra-Watt-Stunde
TRL	Technologiereifegrad
USt.	Unternehmenssteuer
VLS	Vollaststunden

Literaturverzeichnis

- Bannert, Jonas, Jens-Eric Düsterlho, und Sebastian Timmerberg. 2024. „Economics of Public Charging Stations in Solar-Covered Parking Lots under the German GHG Quota“, 20th International Conference on the European Energy Market (EEM) 2024, .
- Bannert, Jonas, Jens-Eric Von Düsterlho, und Britta Heybrock. 2023. „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor“. CC4E HAW Hamburg. <https://rgdoi.net/10.13140/RG.2.2.17602.35525>.
- Bannert, Jonas, Carsten Schütte, und Jens-Eric Von Düsterlho. 2023. „Increasing the Share of Renewable Energy in the Transport Sector – Effects of Modified Multiple Crediting Factors in the German Environmental Economic Instrument GHG Quota („THG-Minderungsquote“)“. In *2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1–11. Lappeenranta, Finland: IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM58374.2023.10161865>.
- BMWi. 2020. „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile.
- BMWK. 2023. „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie“. Berlin. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9.
- . 2024. „Pressemitteilung: Habeck übergibt erste Klimaschutzverträge: 15 Transformationsprojekte können starten“. 15. Oktober 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilung/2024/10/20241015-habeck-uebergibt-erste-klimaschutzvertraege.html>.
- Doucet, Felix, Jens-Eric Von Düsterlho, Hans Schäfers, Lucas Jürgens, Carsten Schütte, Hagen Barkow, Nicolas Neubauer, Britta Heybrock, und Nanke Jensen. 2023. „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 4: Der Industriesektor“. Hamburg: HAW Hamburg. <https://norddeutsches-reallabor.de/presse/>.
- Doucet, Felix, Jens-Eric Von Düsterlho, Hans Schäfers, Nina Kicherer, und Nanke Jensen. 2023. „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 2: Der Gebäudesektor“. Hamburg: HAW Hamburg. <https://norddeutsches-reallabor.de/presse/>.
- Lichtenberg, Lia Maria, Jens-Eric Von Düsterlho, Max Lüdemann, und Marina Blohm. 2024. „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 5: Erzeugung von grünem Wasserstoff“. <https://norddeutsches-reallabor.de/presse/#WissenschaftlichePublikationen>.
- Von Düsterlho, Jens-Eric, Jonas Bannert, Felix Doucet, und Lia Maria Lichtenberg. 2023. „Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 1: Grüner Wasserstoff als Markt der Zukunft“. CC4E HAW Hamburg. <https://rgdoi.net/10.13140/RG.2.2.24313.24160>.
- Wawer, Tim, und Stroink Stroink. 2024. „Hydrogen-Powered Agriculture: Cost Analysis of Hydrogen Logistics in Rural Areas“.

Impressum

Verantwortlich

Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho
*Dekan Fakultät Wirtschaft & Soziales,
Professor Allgemeine Betriebswirtschaftslehre,
Leitung Teilprojekt „Markt- & Geschäftsmodelle“
(NRL AG 5)*

CC4E/HAW Hamburg
Raum 9.18
Berliner Tor 5
20099 Hamburg

E-Mail: studie@norddeutsches-reallabor.de

Autor*innen

Jonas Bannert (HAW Hamburg)
Wissenschaftlicher Mitarbeiter NRL AG 5 CC4E

Dr. Marina Blohm
wissenschaftliche Mitarbeiterin NRL AG 5 HS
Flensburg

Dr. Felix Doucet (HAW Hamburg)
Wissenschaftlicher Mitarbeiter NRL AG 5 CC4E

Lia Lichtenberg
wissenschaftliche Mitarbeiterin NRL AG 5 HS
Flensburg

CC4E/HAW Hamburg
Steindamm 96
20099 Hamburg

WETI/ Hochschule Flensburg
Nordstraße 2
24937 Flensburg



Zum Projekt:

Norddeutsches Reallabor

Das Norddeutsche Reallabor (NRL) ist ein innovatives Verbundprojekt, das neue Wege zur Klimaneutralität aufzeigt. Dazu werden Produktions- und Lebensbereiche mit besonders hohem Energieverbrauch schrittweise defossilisiert – insbesondere in der Industrie, aber auch in der Wärmeversorgung und dem Mobilitätssektor. Hinter dem im April 2021 gestarteten Projekt steht eine wachsende Energiewende-Allianz mit mehr als 50 Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik. Das Großprojekt hat eine Laufzeit von fünf Jahren (04/2021-03/2026). Dabei beträgt das Investitionsvolumen der beteiligten Partner rund 405 Mio. Euro. Als Teil der Förderinitiative „Reallabore der Energiewende“ wird das Projekt mit rund 55 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Weitere Fördermittel werden durch das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) bereitgestellt. Das NRL versteht sich als ausbaufähige Plattform für weitere Projekte.

Webseite: www.norddeutsches-reallabor.de

LinkedIn: <https://de.linkedin.com/showcase/norddeutsches-reallabor>

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages