



NRL

Norddeutsches
RealLabor

Potentiale, Grenzen und Prioritäten

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Teil 4: Der Industriesektor

Hamburg, Oktober 2023

Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho, Prof. Dr. Hans Schäfers, Lucas Jürgens,
Carsten Schütte, Hagen Barkow, Nicolas Neubauer, Britta Heybrock, Nanke Jensen

Grüner Wasserstoff für die Energiewende

Potentiale, Grenzen und Prioritäten – Teil 4: Der Industriesektor

Oktober 2023

Dr. Felix Doucet, Prof. Dr. Jens-Eric von Düsterlho, Prof. Dr. Hans Schäfers, Lucas Jürgens, Carsten Schütte, Hagen Barkow, Nicolas Neubauer, Britta Heybrock, Nanke Jensen

Über die Autor*innen

In der AG „Neue Markt- & Geschäftsmodelle, Regulatorik“ des Norddeutschen Reallabors werden an der HAW Hamburg die NRL-Praxisprojekte der AG „Industrie“ aus ökonomischer Perspektive wissenschaftlich begleitet.

Zusammenfassung

In dieser Studie werden die Möglichkeiten eines Einsatzes von grünem Wasserstoff zur Defossilisierung des Industriesektors individuell bewertet und priorisiert. Beispielhaft wurde dazu die Produktion von sieben wesentlichen industriellen Grundstoffen analysiert. Für fünf der betrachteten industriellen Grundstoffe wird grüner Wasserstoff für die Defossilisierung als potenziell notwendig bewertet. Während die Kupfer- und Roheisenproduktion mit grünem Wasserstoff teilweise bis nahezu vollständig defossilisiert werden kann, so ist dieser Ansatz für die Primär-Aluminiumproduktion keine Option. In der chemischen Industrie kann die Produktion von Ammoniak, Methanol und Raffinerie-Erzeugnissen mit grünem Wasserstoff defossilisiert werden. Die Defossilisierung der Zementindustrie steht dagegen vor einer ungelösten Herausforderung. Grüner Wasserstoff ist keine Lösung zur Beseitigung des CO₂-Ausstoßes, da ein Großteil des im Prozess freigesetzten CO₂ im Kalkstein selbst steckt, der für die Zementproduktion herausgelöst werden muss. Grünes Ammoniak ließe sich bereits bei Preisen für grünen Wasserstoff von 4,40 €/kg wettbewerbsfähig herstellen. Bei anderen Grundstoffen liegt ein wettbewerbsfähiger Preis noch deutlich darunter. Legt man die geschätzten aktuellen Herstellungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland von 5,99 €/kg (Hydex, grenzkostenbasiert exkl. Transport) bzw. 7,99 €/kg (Hydrix, marktbasiert inkl. Transport) zu Grunde, ist es bis zum Erreichen von wettbewerbsfähigen Produktionskosten selbst für grünes Ammoniak noch ein weiter Weg.

Keywords

De karbonisierung, Grüner Wasserstoff, Industrie, Roheisen, Kupfer, Aluminium, Ammoniak, Methanol, Raffinerie, Zement, Wirtschaftlichkeit, Markthochlauf, 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	DER INDUSTRIESEKTOR.....	4
2.1	BRANCHENÜBERBLICK.....	4
2.2	AUSWAHL ERZEUGNISSE.....	5
3	METHODIK.....	6
3.1	BEDARFSERMITTLUNG.....	6
3.2	WASSERSTOFFHERSTELLUNG.....	6
3.3	KOSTENVERGLEICH.....	6
4	HERSTELLUNG VON ROHEISEN.....	9
4.1	TECHNOLOGIE.....	9
4.2	WASSERSTOFFBEDARF UND KOSTENVERGLEICH.....	10
4.3	MODELLREGION.....	11
5	HERSTELLUNG VON KUPFER.....	13
5.1	TECHNOLOGIE.....	13
5.2	WASSERSTOFFBEDARF UND KOSTENVERGLEICH.....	14
5.3	MODELLREGION.....	16
6	HERSTELLUNG VON ALUMINIUM.....	17
7	HERSTELLUNG VON AMMONIAK.....	18
7.1	TECHNOLOGIE.....	18
7.2	WASSERSTOFFBEDARF UND KOSTENVERGLEICH.....	19
7.3	MODELLREGION.....	20
8	HERSTELLUNG VON METHANOL UND PETROCHEMISCHEN ERZEUGNISSEN.....	21
8.1	TECHNOLOGIE.....	22
8.2	WASSERSTOFFBEDARF UND KOSTENVERGLEICH.....	24
8.3	MODELLREGION.....	26
9	HERSTELLUNG VON ZEMENT.....	27
10	GESAMTBEDARF AN GRÜNEM WASSERSTOFF FÜR DIE INDUSTRIE.....	28
11	MERIT ORDER.....	30
12	FAZIT.....	33
I.	TABELLENVERZEICHNIS.....	I
II.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	I
III.	LITERATURVERZEICHNIS.....	II
	IMPRESSUM.....	VI

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 Wasserstoffherzeugung 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 in der Studienreihe „Grüner Wasserstoff für die Energiewende - Potentiale, Grenzen und Prioritäten“ aufbauend auf der Struktur des NRL und deren Demonstratoren folgende Themenbereiche 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: Wasserstoff Erzeugung
- Studienreihe Teil 6: Wasserstoffanwendungen im Sektoren-Vergleich

1 Einleitung

1.1 Herausforderung: Klimaneutralität 2045

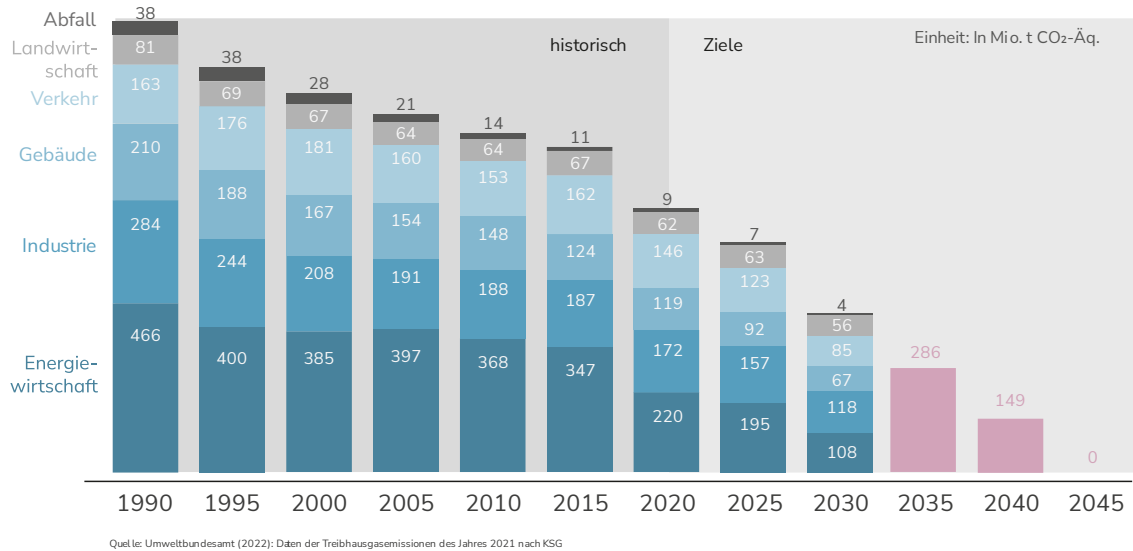


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen der einzelnen Sektoren seit 1990 mit Zielen bis 2045

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) einen zentralen Baustein für die erfolgreiche Energiewende unterstrichen (BMWi, 2020). 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)

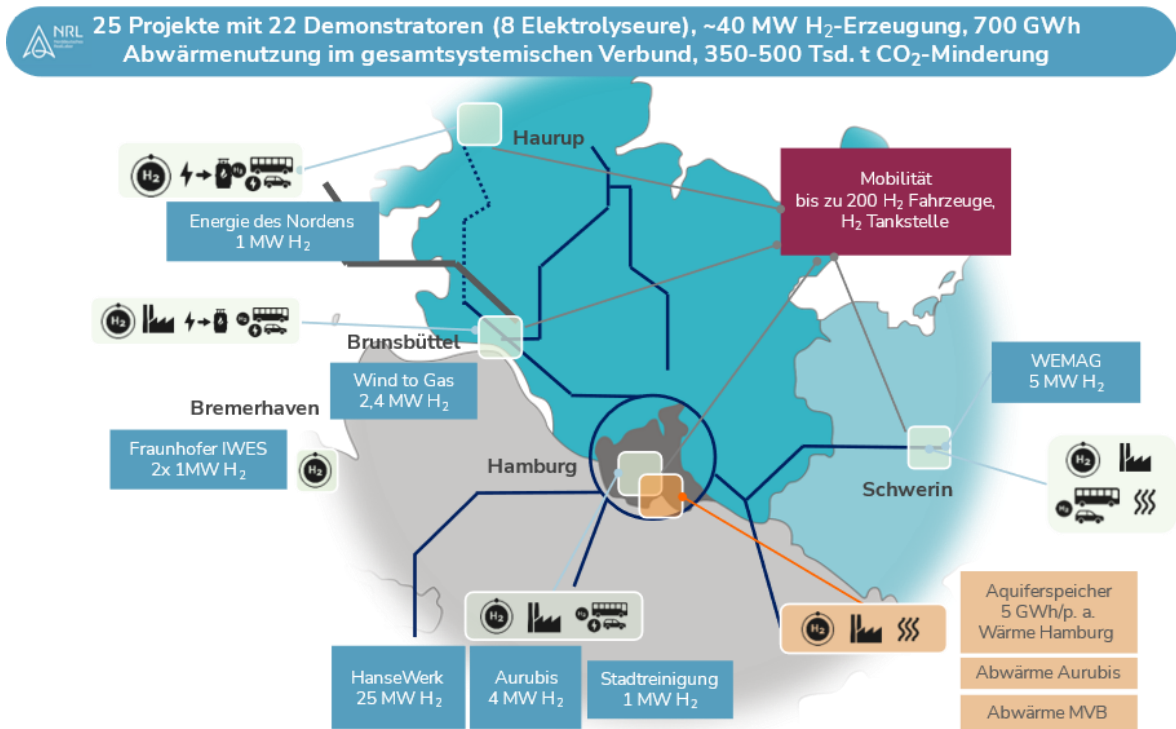


Abbildung 2: NRL-Struktur

Das Verbundforschungsprojekt NRL „Norddeutsches Reallabor“³ (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. Im Projekt NRL 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 Mobilitätssektor. 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 entstehen in den nächsten Jahren 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). Mit den geplanten Vorhaben des Norddeutschen Reallabors können etwa 350-500.000 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr eingespart werden.

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

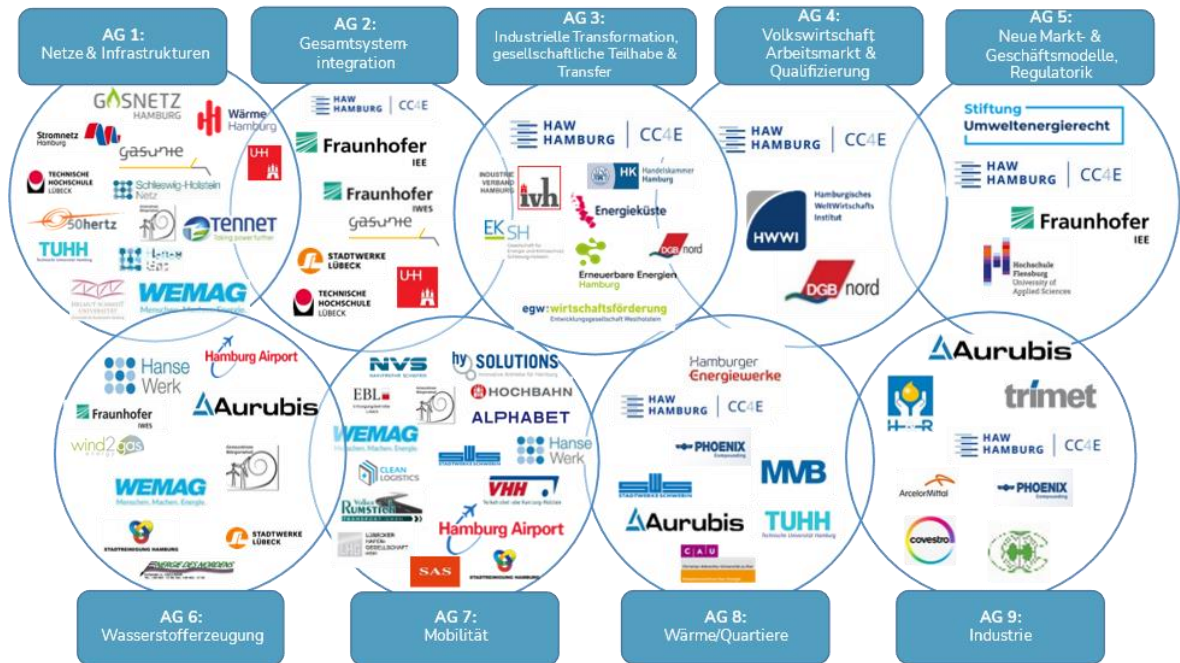


Abbildung 3: NRL-Projektpartner

1.3 Zielsetzung und Aufbau

In Teil 1 der Studienreihe wurde in die Bedeutung von grünem Wasserstoff für das Gelingen der Energiewende uns als Markt der Zukunft eingeführt. Auf diese Einführung bauen die weiteren Teile der Studienreihe zur Wasserstoffanwendung und -erzeugung auf.

In diesem Teil 4 werden Möglichkeiten für die Defossilisierung durch Wasserstoffeinsatz im Industriesektor untersucht. Dabei kann, aufgrund der diversen Wertschöpfungen und unterschiedlichen Technologien in den Industriebranchen, nur eine Auswahl an industriellen Erzeugnissen betrachtet werden.

Die Auswahl erfolgt anhand der Menge der CO₂-Äq. Emissionen im jeweiligen Wirtschaftszweig, dem heutigen Bedarf an Wasserstoff in dieser Branche und einem Abgleich mit den in der Modellregion vertretenen. In den ausgewählten Branchen wird im zweiten Schritt eine Auswahl an Erzeugnissen getroffen, welche näher betrachtet werden. Anhand einer Technologie- und Mengenbetrachtung wird die Menge des für die Defossilisierung

notwendigen Wasserstoffs abgeschätzt, jeweils für Deutschland und für die Modellregion. Abschließend erfolgt ein ökonomischer Vergleich der laufenden Kosten für die Produktion der industriellen Erzeugnisse mit dem konventionellen und einem auf grünem Wasserstoff basierenden Verfahren.

2 Der Industriesektor

2.1 Branchenüberblick

Der Industriesektor verursacht mit ca. 24 % einen erheblichen Anteil der deutschen Treibhausgasemissionen. Das deutsche Klimaschutzgesetz hat als Ziel festgelegt, die industriellen Emissionen als Zwischenschritt von 172 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2020 auf 118 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2030 zu reduzieren. Bis 2045 soll Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden (Bundesamt für Justiz, 2019). Die von diesem Ziel besonders betroffenen Industriebranchen lassen sich anhand der CO₂-Äq. Emission in Deutschland identifizieren: Die Metallerzeugung, die chemische Industrie, Raffinerien und die Zementherstellung (DEHSt, 2021).

Abbildung 4 zeigt, dass die Chemieindustrie und Raffinerien zusammen 35 % der industriellen Treibhausgasemission verursachen. Der Anteil der Metallerzeugung liegt bei 28 % der industriellen Treibhausgasemission, gefolgt von der Zementherstellung mit 18 %. Nichteisenmetalle verursachen nur 2 % der

Emissionen, spielen aber im NRL aufgrund der Kupfer- und Aluminiumproduktion in Hamburg eine große Rolle und sind die fünfte für eine mögliche Defossilisierung separat betrachtete Industriebranche. Nicht berücksichtigt werden in dieser Studie die Emissionen der sonstigen Industrien, z. B. sonstige mineralverarbeitende Industrie (inkl. Glas- und Keramikherstellung), die Baukalkproduktion und die Papierindustrie, welche zwar zusammen 17 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland verursachen, aber im Kontext des NRL nicht vertreten sind.

Einen sofortigen Beitrag zur Defossilisierung der Industrie könnte der Einsatz von grünem Wasserstoff in der chemischen und petrochemischen Industrie leisten. Bereits heute ist dieser Bereich mit einem jährlichen Bedarf von 55 TWh Wasserstoff ein großer Abnehmer, der jedoch nahezu vollständig mit grauem Wasserstoff gedeckt wird (BMW, 2020). Dieser Bedarf beruht vor allem auf der stofflichen Verwendung in der Ammoniak- und der Methanolherstellung sowie in Raffinerien.

Anteile einzelner Industriebranchen an den Emissionen des Industriesektors 2020

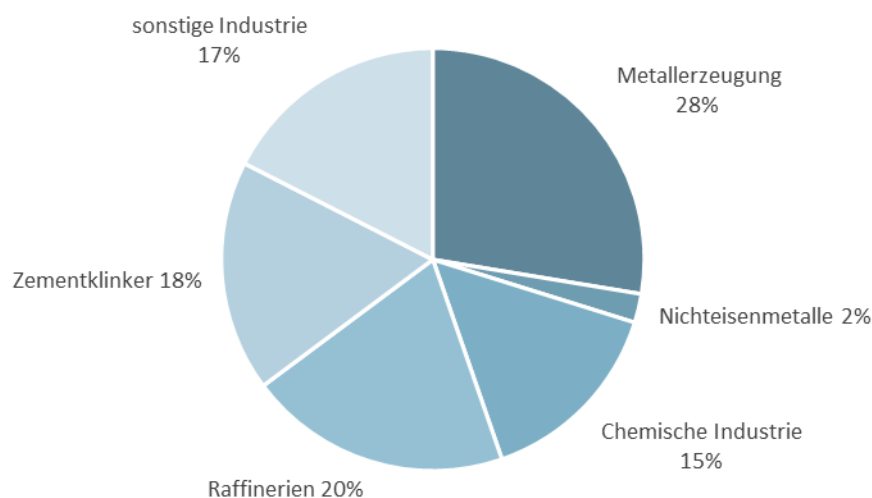


Abbildung 4: THG Emissionen in Deutschland im Industriesektor, basierend auf (DEHSt 2021)

2.2 Auswahl Erzeugnisse

Die fünf betrachteten Branchen verursachen zwar 83 % der CO₂-Äq. Emissionen im Industriesektor in Deutschland, innerhalb der Branchen können die Emissionen aber weiter untergliedert werden. Da die Branchen unterschiedlich viele Erzeugnisse produzieren,

kann hier nur eine Auswahl näher behandelt werden.

Tabelle 1 ordnet den fünf Industriebranchen die sieben in dieser Studie näher betrachteten industriellen Erzeugnisse zu, deren Herstellung 74 % CO₂-Äq. Emissionen im Industriesektor auf sich vereinen.

Tabelle 1: Überblick Emissionen (2020) der ausgewählten Erzeugnisse basierend auf (DEHSt, 2021) und eigenen Berechnungen

Branche	Emissionen in kt CO ₂ -Äq.	Anteil	Erzeugnisse	Emissionen in kt CO ₂ -Äq.	Anteil
Metallerzeugung	31.401	28 %	Primärstahl	27.239	24 %
NE-Metalle	2.513	2 %	Kupfer	374	0,3 %
			Aluminium	963	0,8 %
Grundstoff-chemie	16.922	15 %	Ammoniak	4.488	4 %
			Organ. Grundchemikalien (u.a. Methanol)	7.864	7 %
Raffinerien	22.876	20 %	Raffinerien	22.876	20 %
Zementklinker	20.133	18 %	Zementklinker	20.133	18 %
Summe		83 %			74 %

3 Methodik

3.1 Bedarfsermittlung

Im ersten Schritt werden die Herstellungsverfahren der Erzeugnisse beschrieben. Aus den Reaktionsgleichungen und historischen Produktionsmengen leitet sich die Abschätzung des Bedarfs des jeweiligen Industriesektors an grünem Wasserstoff ab. Der Bedarf an grünem Wasserstoff wird immer dann berechnet, wenn eine Technologie bzw. ein Verfahren vorliegt, bei dem unter Einsatz von grünem Wasserstoff CO₂-Emissionen verringert werden können.

Für die Bedarfsermittlung wird ausschließlich der stoffliche Bedarf für die jeweilige chemische Reaktion berücksichtigt. Es entsteht bei einigen Reaktionen ein zusätzlicher Bedarf an Reaktionsenthalpie, wobei angenommen wird, dass diese in elektrischer Form bereitgestellt werden kann. Der potenzielle Einsatz von Biomasse oder Wasserstoffderivaten wird nicht betrachtet. Der ermittelte Wasserstoffbedarf entspricht also einer kompletten Umstellung auf wasserstoffbasierte Herstellungsprozesse.

3.2 Wasserstoffherstellung

Zur Bewertung der Möglichkeit einer Onsite-Produktion von grünem Wasserstoff werden die notwendigen Elektrolysekapazitäten abgeschätzt. Dabei wird in Anlehnung an die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) ein Wirkungsgrad von 70 % angesetzt und für die Dimensionierung eine Laufzeit von 4.000 Vollaststunden im Jahr angenommen (BMW, 2020).

Im Rahmen dieser Studie erfolgt keine detaillierte standortbezogene Untersuchung einer möglichen Onsite-Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Alternativ oder ergänzend zur Onsite-Produktion könnte grü-

ner Wasserstoff auch über eine Versorgungsinfrastruktur wie z. B. Pipelines eines Wasserstoffnetzes bereitgestellt werden.

3.3 Kostenvergleich

Als zentraler Baustein für die Kostenvergleichsrechnung wird in dieser Studie jeweils ein Kostenvergleich zwischen einem herkömmlichen Herstellungsverfahren mit Erdgas und einem Verfahren mit grünem Wasserstoff durchgeführt. Es wird dann jeweils der Wasserstoffpreis je Kilogramm ermittelt, bei dem sich eine Kostenparität mit dem herkömmlichen Herstellungsverfahren mit Erdgas ergeben würde. Zusätzlich wird als Berechnungsgrundlage der Kosten für konventionelle Technologien ein Preis für CO₂-Zertifikate von 80 €/t berücksichtigt, welcher dem Jahresdurchschnittspreis von 2022 entspricht (DEHSt, 2023).

Um die Ergebnisse im Kontext des Markthochlaufs von Wasserstoff einordnen zu können, sind in den Abbildungen spezifische bedarfsgebundene Herstellungskosten der Endprodukte für unterschiedliche Preise von grünem Wasserstoff als graphische Richtwerte gegenübergestellt. Diese Werte richten sich nach unterschiedlichen zukünftigen Bezugsoptionen, wie sie in mehreren Studien bereits untersucht wurden. So werden zum Beispiel für das Jahr 2030 Wasserstoffbereitstellungskosten bei einer Produktion in Norddeutschland sowie für Importe aus Westdänemark oder Nordwestafrika von etwa 4,50 €/kg prognostiziert, für 2050 entsprechend ca. 3 €/kg (Sens et al., 2022).

Auch eine aktuelle Studie vom Fraunhofer ISE errechnet Kosten inkl. Transport für Importe u. A. aus Spanien, Kolumbien und Brasilien von etwa 4,50 € (Christoph Hank et al., 2023). Optimistischere Studien geben für Länder mit besonders hohem Potential günstiger erneuerbarer Energien sogar Erzeugungskosten von bis zu 1,50 €/kg an (Hydrogen Council,

2020). Zur aktuellen Einordnung dient einerseits der von E-Bridge Consulting erhobene Preisindex Hydrex, gemäß dessen die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff in Deutschland im bisherigen Jahr 2023 (Stand Ende August) bei durchschnittlich 5,99 €/kg lagen. Hier sind aber nur die Kosten für Strom und Grünstrom-Zertifikate enthalten. Addiert man zusätzlich Kapitalkosten, Transportkosten, Vertriebskosten und Gewinnmagen, erhöht sich der Bezugspreis und damit die Differenz zu einer Konkurrenzsituation mit den etablierten Energieträgern nochmals (E-Bridge, 2023). Als weiterer Richtwert dient der seit Mai 2023 von der Strombörse EEX veröffentlichte Wasserstoffindex Hydrix. Dieser bildet marktbasierete Durchschnittspreise inklusive Transportkosten ab. Der bisherige Jahresdurchschnitt für 2023 (Stand Ende August) liegt bei 7,99 €/kg (EEX, 2023).

Erdgaspreise

Für den Kostenvergleich werden die auf Eurostat veröffentlichten Gaspreise für Nichthaushaltskunden zugrunde gelegt (Eurostat, 2023). Für den Industriebereich werden die Jahresverbrauchsklassen I5 (Bedarf zwischen 278 und 1.111 GWh) und I6 (Bedarf über 1.111 GWh) berücksichtigt. Die in dieser Studie beschriebenen Fälle werden den verschiedenen Klassen entsprechend dem gemittelten Gasverbrauch eines typischen Werkstandorts dieses Industriezweigs zugeordnet.

- I5: Kupfer
- I6: Primärstahl, Ammoniak, Methanol

Da in dieser Studie ausschließlich die energieintensive Industrie Betrachtung findet, wird angenommen, dass sämtliche erstattungsfähigen Abgaben, die im Gaspreis enthalten sind, vernachlässigt werden können. Daher werden die Gaspreise der Kategorie „Ohne

MwSt. und erstattungsfähigen Abgaben“ zum Vergleich herangezogen.

Um die Tendenz der letzten Jahre abzubilden, werden die angegebenen Halbjahresdurchschnittswerte für die Jahre 2019 und 2021 für das jeweilige Jahr gemittelt. Für das Jahr 2023 wird die Gaspreisbremse als Referenzszenario herangezogen, wobei die Limitierung auf 70 % des Jahresverbrauchs von 2021 vernachlässigt wird (SPD et al., 2022). Um eine Vergleichbarkeit zu den Eurostat-Daten der Vergleichsjahre herzustellen, wird dabei der rechtlich angesetzte Nettoarbeitspreis von 7 ct/kWh um die nicht erstattungsfähigen Abgaben der Energiesteuer für Gas von 0,55 ct/kWh und die Netzentgelte erhöht⁴. Für die Netzentgelte wird beispielhaft der Wert (0,141 ct/kWh) angesetzt, der von SH Netz in 2023 für Kunden mit registrierender Leistungsmessung und entsprechenden Jahresverbräuchen (ab 11 GWh) veranschlagt wird. Dieser liegt ungefähr im Mittel der Modellregion mit günstigeren Entgelten bei Gasnetz Hamburg und höheren Entgelten bei Hansegas. Dadurch ergibt sich ein Vergleichspreis basierend auf der Gaspreisbremse von 7,69 ct/kWh als Orientierung für das Jahr 2023. Zusammengefasst sind die angenommenen Gaspreise in Tabelle 2.

Tabelle 2: Angenommene Gaspreise (GPB: Gaspreisbremse-Szenario)

ct/kWh	Verbrauchsklasse	
	I5	I6
2019	2,20	2,11
2021	3,49	4,09
2023 GPB	7,69	7,69

⁴ Die Konzessionsabgabe für Sonderkunden von 0,03 ct/kWh auf die ersten 5 GWh mittelt sich bei betrachteten Jahresverbräuchen auf 0 ct/kWh

Erdgasqualität

Erdgas ist ein Gasgemisch, dessen Bestandteile je nach Herkunft schwanken können. Hauptbestandteil ist dabei Methan, gefolgt von anderen sowie Spuren von Inertgasen wie Stickstoff und Kohlenstoffdioxid.

Im Rahmen dieser Studie wird vernachlässigt, dass die Inertgase im Erdgas nicht in den betrachteten Prozessen (u. a. Dampfreformierung, Reduktion) verwertet werden. Ein Methanbedarf wird daher einem Erdgasbedarf gleichgesetzt. Eine Berücksichtigung würde zu einem geringfügig höheren Erdgasbedarf führen. Auf den Kostenvergleich mit grünem Wasserstoff hat dieser Effekt aber für alle betrachteten Industriezweige eine zu vernachlässigende Auswirkung und wurde daher in den Vergleichsrechnungen nicht berücksichtigt.

4 Herstellung von Roheisen

Die Eisen- und Stahlindustrie gehört zu den größten Endenergieverbrauchern und Treibhausgasemittenten in Deutschland. Die Branche hat 2020 28 % der CO₂-Äq. Emissionen des Industriesektors verursacht, was 6,5 % der entsprechenden gesamten nationalen Emissionen ausmacht. (DEHSt, 2021; UBA, 2022). Der größte Anteil dieser Emissionen entsteht bei der Primärstahlproduktion, 2020 waren es über 80 % (DEHSt, 2021). Tabelle 3 zeigt, dass die meiste Nutzenergie in der Stahlproduktion im Jahr 2019 mit 81 TWh aus Kohle gewonnen wurde, mehr als doppelt so viel wie aus Erdgas und Strom zusammen mit jeweils 19 TWh (Fraunhofer ISI, 2021).

4.1 Technologie

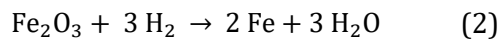
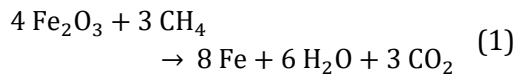
Bei der Primärstahlproduktion wird Eisenerz unter Einsatz der fossilen Energieträger Kohle oder Erdgas zu metallischem Roheisen

reduziert (Stahlinstitut VDEh, 2022). Im Hochofenprozess wird Kohle vor der Verwendung zu Koks pyrolysiert. Das Koks dient im Hochofenprozess sowohl als Reduktionsmittel als auch als thermischer Energielieferant, um die erforderlichen Temperaturen von bis zu 1.400 °C zu erzielen (Bleck and Moeller, 2018). In der Sekundärstahlproduktion dagegen wird Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen (Stahlinstitut VDEh, 2022). Recycelter Stahl kann also heute schon durch den direkten Einsatz von grünem Strom erzeugt werden. Bei der Primärstahlproduktion ist dies nicht möglich, da ein Reduktionsmittel benötigt wird. Ein alternativer Prozess zum Hochofen ist die Direktreduktion mit einem Reduktionsgas (Stahlinstitut VDEh, 2022). In Deutschland kommt die Direktreduktion bisher in dem Werk von ArcelorMittal Hamburg zum Einsatz (Midrex Technologies, Inc., 2021). Erdgas wird dort in einem Reformier zu einem Gasgemisch mit circa 60 % Wasserstoff umgewandelt.

Tabelle 3: Kennzahlen Roheisenproduktion in Deutschland und in der NRL-Modellregion

Roheisen	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktion (2019) in Mt	35,7	0,47	(ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022; Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021)
Produktion (2020) in Mt	24,1	-	
Standorte	ca. 30	1	(Schlemme et al., 2019)
Endenergie (2019) in TWh	146	2,2	(AGEB, 2021), Modellregion: Berechnung nach (Hölling et al., 2021)
davon Kohle	81,1	-	
davon Erdgas	19,1	1,6	
davon Strom	19,1	0,6	
Emissionen in Mt CO ₂ -Äq.	35,577	0,225	(DEHSt, 2020), Modellregion: Berechnung nach (BAFA, 2021; Hölling et al., 2021).
Wasserstoffbedarf in TWh	68 (2019) 46 (2020)	0,9 (2019)	Deutschland: Zusätzlich 8,8 TWh bzw. 6,0 TWh Strom Modellregion: Zusätzlich 0,1 TWh Strom

Um Eisenerz ohne fossilen Brennstoff zu produzieren, kann die Direktreduktion auf reinen grünen Wasserstoff umgestellt werden. Beim Einsatz von Wasserstoff entsteht nur Wasser (H₂O) als Nebenprodukt und CO₂-Emissionen werden vermieden, wie die folgenden Reaktionsgleichungen zum Reduktionsverfahren mit Erdgas, Gleichung (1), und mit Wasserstoff, Gleichung (2), zeigen.



Da die Reaktion mit Erdgas jedoch exotherm verläuft und mit Wasserstoff endotherm entsteht ein zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie.

4.2 Wasserstoffbedarf und Kostenvergleich

Der Wasserstoffbedarf wird anhand der Reaktionsgleichung der Direktreduktion von Eisenoxid mit Wasserstoff bestimmt. Es werden 54,15 kg Wasserstoff pro Tonne Eisen in einer idealen Reaktion benötigt. Mit dem Heizwert von Wasserstoff von 33,3 kWh/kg ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 1.803 kWh pro Tonne Eisen. In einer Simulation der realen Bedingungen in Hamburg ergab sich ein vergleichbarer Wert von 57 kg bzw. 1.911 kWh Wasserstoffbedarf pro Tonne Roheisen (Hölling et al., 2021).

Die erforderlichen Temperaturen für die Reaktion werden durch eine zusätzliche Erwärmung mit Strom erreicht. Der Prozess der Direktreduktion von Eisenoxid zu reinem Eisen unter Verwendung von Wasserstoff benötigt pro Mol Eisen zusätzlich 50 kJ Energie (Güttel

and Turek, 2021; Heintz, 2017; Hölling et al., 2017). Der Bedarf an thermischer Energie beläuft sich dann auf 249 kWh pro Tonne Eisen.

Durch eine Umstellung der Roheisenproduktion in Hochöfen auf eine Direktreduktion mit Wasserstoff könnte der allergrößte Teil der CO₂ Emissionen, die momentan bei der Herstellung von Roheisen entstehen, vermieden werden.

Der Wasserstoffbedarf für die Roheisenproduktion mit der Produktionsmenge aus dem Jahr 2020 in Höhe von 24,1 Mio. Tonnen (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021), beläuft sich auf 46,1 TWh. Für das höhere Produktionsniveau von 2019 ergibt sich ein Bedarf von 68,2 TWh Wasserstoff. Zusätzlich ist Strom als thermische Energie in Höhe von 6,0 TWh für die Produktionsmenge von 2020 bzw. 8,8 TWh für die von 2019 notwendig.

Abbildung 5 stellt die prognostizierten Referenzpreise für grünen Wasserstoff in €/kg zusätzlich 70 €/MWh für grünen Strom den historischen Referenzpreisen für Erdgas in ct/kWh inkl. der Kosten von 80 €/t für CO₂-Zertifikate gegenüber (siehe Methodik). Beide Energieträger werden anhand ihrer spezifischen Kosten je Tonne reduziertes Roheisen dargestellt. Grüner Wasserstoff müsste demnach zu einem Preis von 2,13 €/kg für die Stahlproduktion zur Verfügung stehen, damit die laufenden Kosten denjenigen Kosten für eine Produktion mit Erdgas im Szenario Gaspreisbremse entsprechen. Für das Gaspreisniveau von 2021 wäre ein H₂ Preis von 1,19 €/kg notwendig.

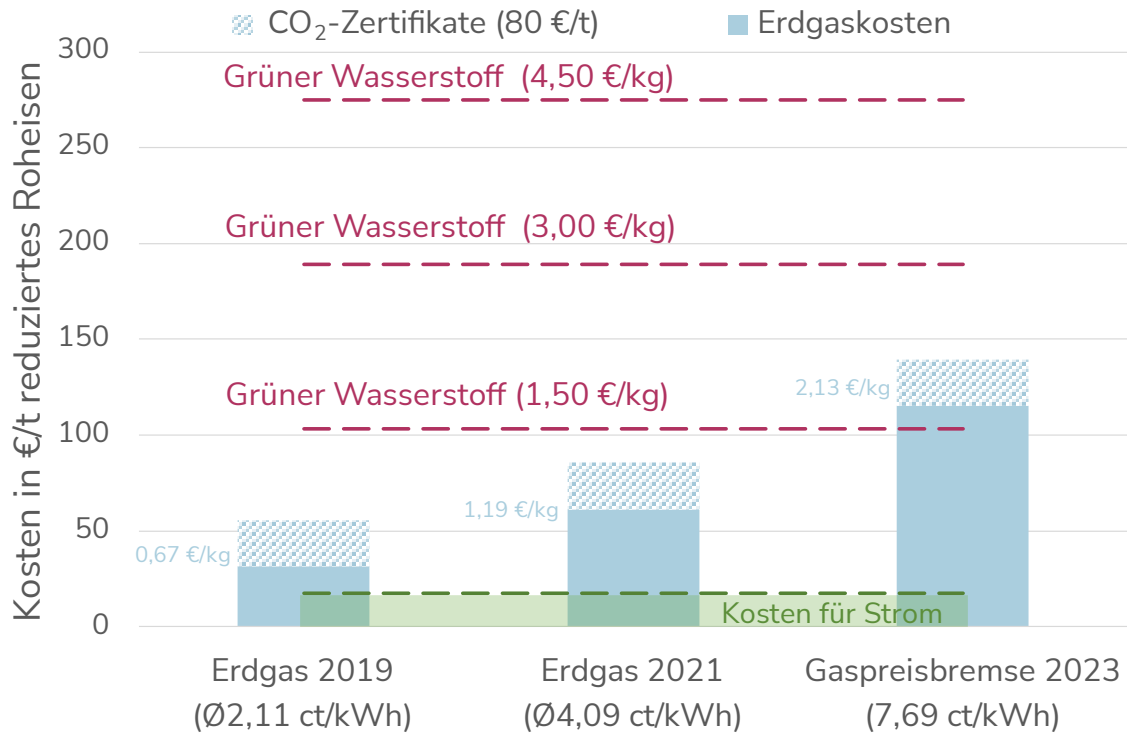


Abbildung 5: Kostenvergleich Erdgas und Wasserstoff-basierte Reduktion von Eisen

4.3 Modellregion

Abbildung 6 zeigt die Direktreduktion auf Basis von grünem Strom, der größtenteils zur Produktion von grünem Wasserstoff dient und zu einem kleinen Teil für die Bereitstellung von Prozesswärme. In dem Prozessschema wird Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse erzeugt und dem Schachtofen zugeführt. Um den Prozess effizienter zu gestalten, wird nicht reagierter Wasserstoff zurückgeführt. Der Prozess ist an das Verfahren am Standort ArcelorMittal in Hamburg angelehnt (Hölling et al., 2017).

Der Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie in der Modellregion bezieht sich auf das Werk von ArcelorMittal in Hamburg. Im Jahr 2019 wurden in diesem Werk 469.878 Tonnen Roheisen hergestellt. (ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022). Mit dieser Produktionsmenge

ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 0,9 TWh pro Jahr. Der berechnete Wasserstoffbedarf kann zur Abschätzung notwendiger Elektrolysekapazität genutzt werden. In Hamburg ergäbe sich bei 4.000 Betriebsstunden eine notwendige Elektrolyseleistung von 0,32 GW allein zur Deckung des Bedarfes an grünem Wasserstoff von Arcelor Mittal.

Im ArcelorMittal Werk Hamburg wird eine Pilotanlage mit einer Kapazität von 10 % der Hauptanlage gebaut, die mit reinem Wasserstoff betrieben werden soll. Ab 2027 sollen hier jährlich 100.000 Tonnen Stahl mit Wasserstoff produziert werden. Es ist geplant, dass das Werk ab 2030 CO₂-neutral ist (ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022a). Dazu soll neben dem Einsatz von Wasserstoff auch die Kreislaufwirtschaft optimiert werden, um Ressourcen zu schonen (ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022b).

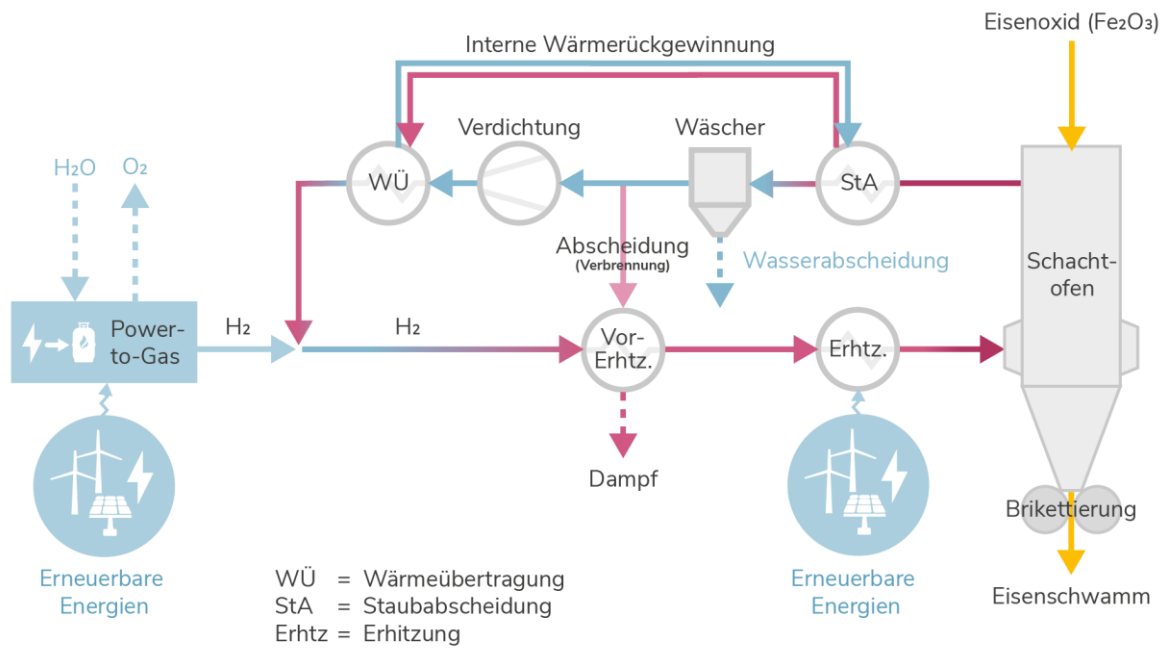


Abbildung 6: Geplante Direktreduktion von Eisenoxid mit Wasserstoff in Hamburg auf Basis von (Hölling et al., 2017)

5 Herstellung von Kupfer

Den Nichteisen-Metallen (NE-Metallen) werden u. a. Kupfer, Aluminium, Selten- und Edelmetalle, Blei, Zink und Zinn zugeordnet. Aufgrund der in Kapitel 2 aufgezeigten jährlichen Produktionsmenge, des notwendigen Energiebedarfs und der damit verbundenen CO₂-Äq. Emissionen, wird neben Aluminium (Kapitel 6) insbesondere die Kupfererzeugung in dieser Studie näher betrachtet.

Kupfer spielt eine wichtige Rolle beim Umbau unseres Energiesystems. Es ist ein unverzichtbarer Werkstoff in der Elektrotechnik,

da Kupfer bspw. in der Herstellung von Elektromotoren, Leitungen und Transformator-Komponenten eingesetzt wird. Die Defossilisierung der Herstellungsprozesse für Kupfer ist also Teil des Transformationspfads zu einem insgesamt dekarbonisierten Energiesystem. Für die Substitution von Erdgas zur Reduktion von Kupfer im Anodenofen als Teilprozess bei der Kupfererzeugung gilt Wasserstoff heute als ein vielversprechender Kandidat. Eine Übersicht relevanter Kennzahlen für Deutschland und für die Modellregion des NRL, auf die im weiteren Verlauf näher eingegangen wird, liefert Tabelle 4.

Tabelle 4: Kennzahlen Kupfererzeugung in Deutschland und in NRL-Modellregion im Jahr 2021.

Kupfererzeugung	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktionsmenge in Mt	0,67	0,49	(Aurubis AG, 2022)
Standorte	2	1	(Aurubis AG, 2022)
Endenergieverbrauch in TWh	1,76	1,25	(Aurubis AG, 2022)
Erdgas prozessbedingt in TWh	0,03	0,02	Eigene Berechnung
Emissionen in kt CO ₂ -Äq.	6,128	4,499	Eigene Berechnung
Wasserstoffbedarf in TWh	0,03	0,02	Eigene Berechnung
Elektrolyseur-Größe in MW bei 4.000 Volllaststunden/a	11,8	8,7	Eigene Berechnung

5.1 Technologie

Zur Gewinnung von Rohkupfer für die aufgezeigten Anwendungsgebiete stammt dieses aus zwei Quellen: Aus der Primärproduktion durch pyro- bzw. hydrometallurgische Extraktion von Kupferkonzentraten sowie aus der Sekundärproduktion durch Einschmelzen von kupferhaltigen Schrotten und dem Recycling von sogenannten End-of-Life-Produkten. Die Erzeugung von Rohkupfer aus Kupferkonzentraten, die zu etwa je einem Drittel aus Schwefel, Eisen und Kupfer bestehen, erfolgt in mehreren Schritten am Erzeugungsort. Entlang dieser Produktionsprozesse wird der

Kupferanteil im Massenstrom durch die Abscheidung von Nebenprodukten sukzessive erhöht. Zunächst wird das Kupfer innerhalb des Schwebeschmelzofens aufgeschmolzen, wobei, neben Schlacke und einem schwefelhaltigen Abgas, sogenannter Kupferstein mit einem Kupferanteil von 64 % entzogen werden kann. Anschließend wird durch Zugabe von Sauerstoff (Oxidation) im Konverter eine Kupfer-Konzentration von ca. 98 % und nach der Reduktion von Blisterkupfer (Kupferoxid) im Anodenofen, der sogenannten Verhüttung bzw. „Polung“, bis zu 99,6 % Reinheitsgrad erreicht. Die heutzutage weltweit gängigen Reduktionsmedien sind Erdgas, reformierte Gase, Ammoniak, Schweröl,

Leichtöl, Propan und Butan (Aurubis AG, 2022; Gargul et al., 2013; Kupferverband e.V., 2022; Rohland, 2009). Um prozessbedingte Kohlendioxidemissionen und die Verwendung von dem bisher am häufigsten eingesetzten Reduktionsmittel Erdgas zu vermeiden, steht der Einsatz von Wasserstoff oder wasserstoffbasierter Energieträger im Fokus der angewandten Forschung. Das stoffliche Verhältnis dieses Energieträgerwechsels von Erdgas zu Wasserstoff und damit einherge-

henden Vermeidung des Kohlenstoffdioxidmoleküls kann den folgenden Reaktionsgleichungen entnommen werden:

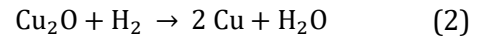
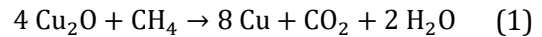


Abbildung 7 visualisiert diesen Sachverhalt schematisch. Dabei reagiert der Wasserstoff mit dem Kupferoxid und löst den gebundenen Sauerstoff vom Kupfer. So entsteht lediglich Wasserdampf als Nebenprodukt.

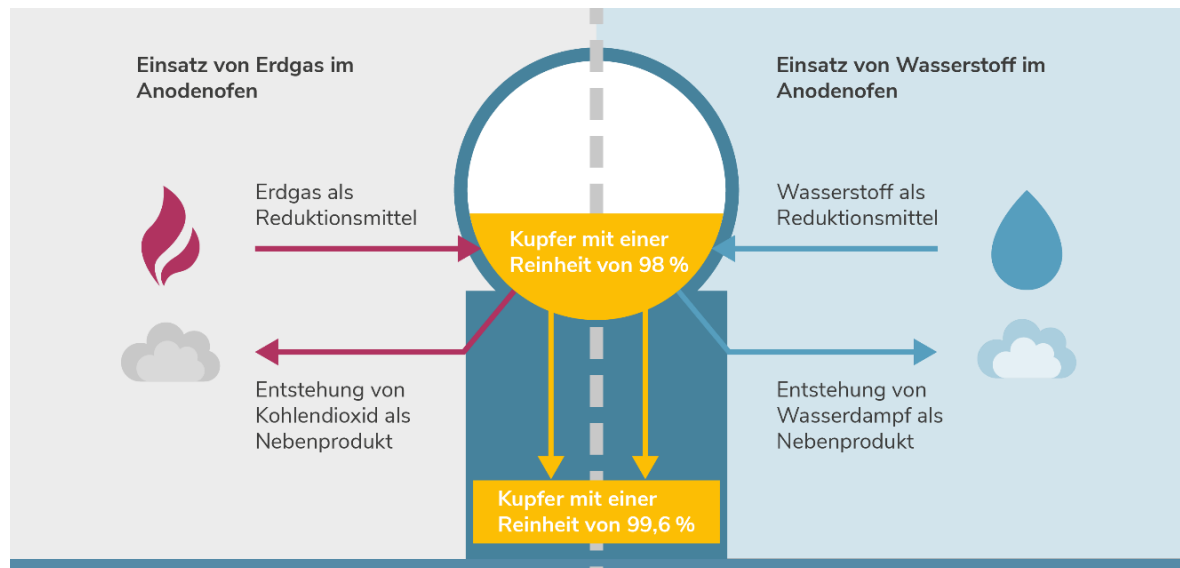


Abbildung 7: Substitution von Erdgas mit Wasserstoff als Reduktionsmittel für Kupfer (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis (Aurubis AG, 2022)).

5.2 Wasserstoffbedarf und Kostenvergleich

In Deutschland wird an zwei Industriestandorten Kupferoxid im Erzeugungsprozess im Anodenofen reduziert – an den beiden Standorten der Aurubis AG in Hamburg und in Lünen. Der aufgezeigte Endenergieverbrauch in Tabelle 4 wird heutzutage insbesondere durch den Einsatz von Elektrizität und Erdgas verursacht, wobei Erdgas sowohl energetisch als auch stofflich verwendet wird. Die Betrachtung im Rahmen dieser Studie fokussiert den stofflichen Bedarf der Reduktion im Anodenofen. Eigene Berechnungen für das Jahr

2021 haben ergeben, dass dabei in der Modellregion jährlich rund 4.500 t CO₂-Äq. entstehen – ein Anteil von etwa 3 % an den direkten CO₂-Gesamtemissionen des Hamburger Standortes. Für die Produktionskapazität im Jahr 2021 und für beide Standorte in Deutschland sind rund 6.100 t CO₂-Äq. ermittelt worden – ein Anteil von etwa 2 % an den direkten CO₂-Gesamtemissionen des Konzerns in Deutschland (Aurubis AG, 2022; DEHSt, 2022). Zur Erreichung einer vollständigen Defossilisierung dieses Prozessschrittes muss Wasserstoff oder ein wasserstoffbasiertes Derivat mit Hilfe erneuerbarer Energien hergestellt werden.

Röben et al. sind bei ihrer Betrachtung der Kupfererzeugung noch einen Schritt weiter gegangen und bezogen weitere thermische und stoffliche Prozessschritte des Standortes in Hamburg ein und errechneten so eine erforderliche Elektrolyseleistung von 63,1 MW für ein Szenario der vollständigen Dekarbonisierung (Röben et al., 2021).

Abbildung 8 stellt die in Kap 3.3.1 für das Jahr 2030 bzw. 2050 prognostizierten Referenzpreise für grünen Wasserstoff in €/kg den historischen Referenzpreisen für Erdgas in ct/kWh inkl. der Kosten von je 80 €/t für CO₂-Zertifikate gegenüber (siehe Methodik). Beide Energieträger werden anhand ihrer spezifischen Kosten je Tonne reduziertes Kupfer im Anodenofen dargestellt.

Für den ökonomisch konkurrenzfähigen Einsatz von grünem Wasserstoff hätte dieser in den Jahren 2019 und 2021 für etwa 1,14 €/kg bzw. 1,75 €/kg bereitgestellt werden müssen. Unter der Annahme eines Gaspreises auf dem Niveau der für das Jahr 2023 eingeführten Gaspreisbremse müsste grüner Wasserstoff zu einem Preis von 2,86 €/kg für die Kupferproduktion zur Verfügung stehen, damit Kostenparität mit Erdgas inkl. der Kosten für CO₂-Zertifikate erreicht würde. In diesem Fall würden die Kosten für grünen Wasserstoff

rund 4,25 € pro Tonne reduziertes Kupfer betragen. Der Kostenanteil für ein CO₂-Zertifikat beträgt pro Tonne Kupfer 0,73 €. Dieser Betrag entfiel beim Einsatz von grünem Wasserstoff, der durch die Einsparung der CO₂-Emissionen gegenüber der konventionellen Erdgas-Route dann etwa 0,49 €/kg teurer sein könnte (vgl. die schraffierten Balkenflächen in Abb. 8).

Bei einem durchschnittlichen H₂-Preis von 5,99 (E-Bridge, 2023) bzw. 7,99 €/kg (EEX, 2023) wird deutlich, dass die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff zur Reduktion von Kupfer noch deutlich sinken müssen, um konkurrenzfähig zu werden. Im Vergleich zu Erdgas selbst auf dem Preisniveau der Gaspreisbremse sind die Einsatzkosten für Wasserstoff um den Faktor 2,1 bzw. 2,8 teurer als für Erdgas.

Unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen in Kapitel 3 und Gleichung (1) kann ein stofflicher Wasserstoffbedarf von 0,02 TWh für Hamburg bzw. 0,03 TWh für Deutschland ausgewiesen werden (Edens und Steindor, 2022; Schütte et al., 2022). Zur Bereitstellung dieser Menge wäre eine Elektrolyseleistung von rund 8,7 MW für Hamburg bzw. 11,8 MW für Deutschland bei 4.000 Volllaststunden notwendig (Auslegung gem. BMWi, 2020).

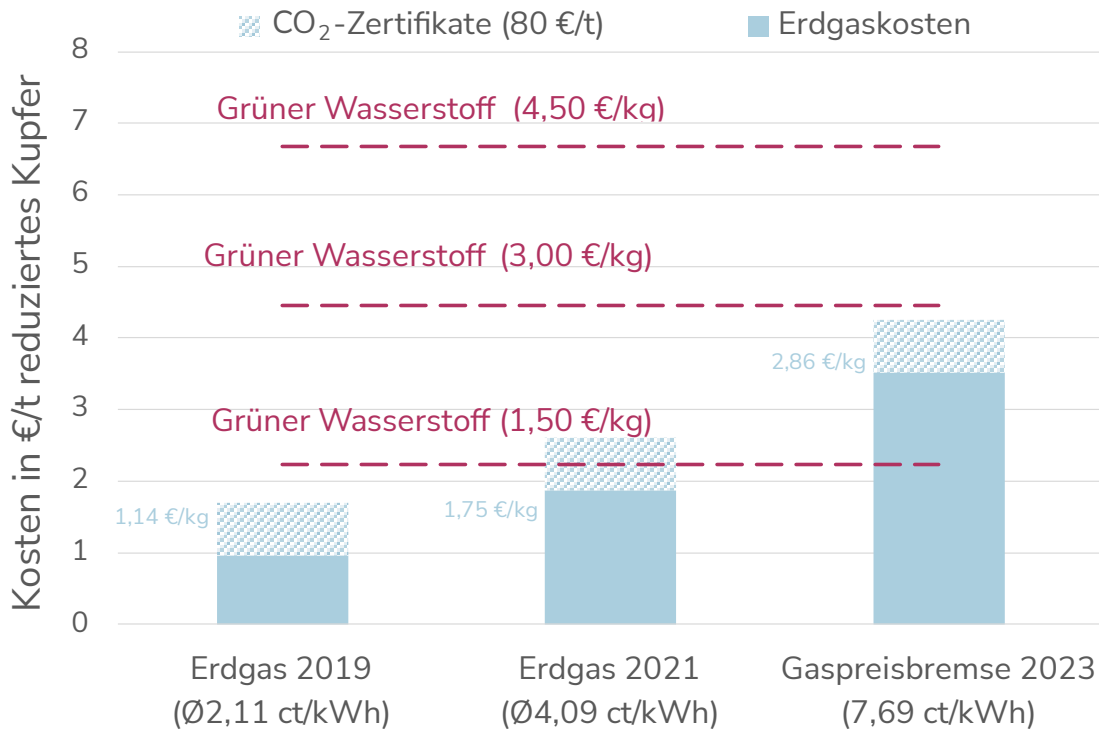


Abbildung 8: Kostenvergleich Erdgas- und Wasserstoffbasierte Reduktion von Kupfer in €/t

5.3 Modellregion

Die Projektpartnerin Aurubis AG verfolgt innerhalb des NRL das Ziel, den vorhergehend beschriebenen Teilprozess im Anodenofen durch den Einsatz eines CO₂-neutralen Energieträgers zu defossilisieren (Aurubis AG, 2021). Der mögliche Einsatz von Wasserstoff für den Reduktionsprozess im Werk von Aurubis in Hamburg und damit den entsprechenden Bedarf an Wasserstoff und Elektrolyseur-Kapazität ist bereits analysiert und diskutiert worden (Röben et al., 2021; Schütte et al., 2022). Dafür wird in einem ersten Schritt der Wasserstoffbedarf anhand der Stöchiometrie und der Erkenntnisse erfolgreich durchgeführter Versuche (Edens und Steindor, 2022) bestimmt. Bei einem Erdgaseinsatz für die Reduktion von 427.818 t Anodenkupfer im Jahr 2021 berechnen die Autoren ebenfalls einen Wasserstoffbedarf von 0,02 TWh, umgerechnet 727 t/a. Damit wird ein Elektrolyseur bei einer Auslastung von 8.000 Volllaststunden und entsprechendem

Wasserstoffspeicher in einer techno-ökonomischen Auslegung auf 5 MW dimensioniert.

In einer umfangreichen, wissenschaftlichen Ausarbeitung zur Auslegung eines netzdienlichen Elektrolyseurs für den Standort Hamburg der Aurubis AG wurden je nach Szenario und Betrachtungsjahr Wasserstoffgestehungskosten von 2,78 €/kg bis 11,73 €/kg ermittelt. Die dafür notwendige Elektrolyseur-Kapazität liegt bei rund 4 bis 7 MW. Die Ergebnisse zeigen dabei u. a. den hohen Einfluss des Strompreises und den positiven Effekt der Sekundärregelleistung auf die Gesteungskosten bei ausreichender Speicherkapazität für den grünen Wasserstoff auf (Neubauer, 2023).

6 Herstellung von Aluminium

Aluminium wird aus Bauxit ($\text{AlO}(\text{OH})$) in zwei Hauptschritten gewonnen. Im ersten Schritt wird das Bauxit in Aluminiumoxid umgewandelt und anschließend in einer Schmelzflusselektrolyse zu reinem Aluminium weiterverarbeitet. Prozessbedingte CO_2 Emissionen entstehen nur im zweiten Schritt der Schmelzflusselektrolyse. Die Elektrolyse findet in einer Elektrolysezelle statt, die aus einer mit Graphit ausgekleideten Wanne und Kohlenstoffanoden besteht. Die Auskleidung dient als Kathode. (Freudenberger and Heilmaier, 2020).

Um die Reaktion zu betreiben, werden 13 bis 16 MWh elektrische Energie pro Tonne Aluminium benötigt (Brough and Jouhara, 2020). Dabei werden jedoch nur 5,6 MWh pro Tonne Aluminium für die Durchführung der Reaktion benötigt, die restliche Energie entweicht über die Wände des Reaktors und mit den Abgasen (Zhao et al., 2016). Durch die Reaktion des Sauerstoffs mit der Anode werden theoretisch gemäß Reaktionsgleichung 334 kg Kohlenstoffanode pro Tonne Aluminium verbraucht, wohingegen in realen Prozessen 400 bis 450 kg Kohlenstoffanoden pro Tonne Aluminium verbraucht werden (Brough and Jouhara, 2020). Ein Anodenverbrauch von 400 kg entspricht ca. 1.465 kg CO_2 pro Tonne Aluminium.

Tabelle 5: Kennzahlen Aluminium Industrie in Deutschland und in der NRL-Modellregion

Aluminium	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktion (2019) in Mt	1,2	0,135	(TRIMET Aluminium SE, 2022; WV Metalle, 2020)
Standorte	ca. 180	1	(WV Metalle, 2020)
Emissionen in Mt CO_2 -Äq.	1,739	0,211-0,236 ⁵	(DEHSt, 2021), eigene Berechnung
Anteil an Gesamtemissionen	0,3 %	0,03 %	(DEHSt, 2020; UBA, 2022)

Die Forschung am Aluminiumprozess zielt darauf ab, die Anoden umzugestalten. Diese Anoden werden als Inertanoden bezeichnet. Bei der Reaktion wird die Inertanode nicht verbraucht und muss daher seltener ausgetauscht werden. Die benötigte Energiemenge dieser Reaktion ist höher als die Reaktion mit Kohlenstoffanoden. Es wird hier an einem geeigneten Material geforscht, das alle Funktionen der Anode erfüllt und korrosionsbeständig ist. Bis jetzt gibt es in diesem Feld noch keine marktreifen Produkte, jedoch gibt es zwei Projekte, die sich in einem vorkommerziellen Status befinden (Ratvik et al., 2022).

Tabelle 6: Vergleich Kohlenstoff- und Inertanode

Anoden	Kohlenstoff		Inert
	Ideal	Real ⁶	Ideal
Energiemenge in MWh/ t_{Al}	5,6	13-16	8,6
Anodenverbrauch in kg/ t_{Al}	334	400-450	-

Es sind derzeit keine Projekte bekannt, die den Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel untersuchen.

⁵ Berechnet aus Prozessemissionen bei einem Anodenverbrauch von 400 bis 450 kg pro Tonne Aluminium und Emissionen durch die Anodenproduktion mit dem CO_2 Faktor von Erdgas aus (BAFA, 2021)

⁶ (Brough and Jouhara, 2020)

7 Herstellung von Ammoniak

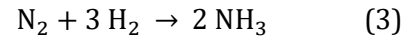
Ammoniak (NH₃) ist ein wichtiges chemisches Grundprodukt, das hauptsächlich für die Herstellung von synthetischen Düngemitteln (etwa zu 80 %) wie z.B. Harnstoff, Kunststoffen und weiteren organischen Produkten verwendet wird. Zukünftig ist zu erwarten, dass Ammoniak aufgrund seiner chemischen Eigenschaften und der bereits vorhandenen Erfahrungen im weltweiten Handel vermehrt als Wasserstoff-Derivat im Im- und Export zum Einsatz kommt (DLR, 2022).

Eine Übersicht relevanter Kennzahlen für Deutschland und für die Modellregion des NRL basierend auf den Produktionsmengen von 2020 liefert Tabelle 7.

7.1 Technologie

Der Haber-Bosch-Prozess ist das dominierende Verfahren zur Herstellung von Ammoniak. Dabei werden Wasserstoff (H₂) und Stickstoff (N₂) unter Einsatz von Strom zu Ammoniak synthetisiert.

Das stoffliche Verhältnis entspricht dabei folgender Reaktionsgleichung:



Konventionell werden die beiden Eduktgase durch einen vorgeschalteten Synthesegasprozess bereitgestellt. Mittels Dampfreformierung wird aus Erdgas der Wasserstoff gewonnen und die Stickstoffkonzentration in der Prozessluft erhöht, wobei CO₂-Emissionen entstehen. Um diese Emissionen einzusparen, müssen die beiden Ausgangsgase emissionsfrei bereitgestellt werden. Unter der Annahme, dass grüner Strom verwendet wird, kann dies für den Wasserstoff mittels Elektrolyse und für den Stickstoff mittels Luftzerlegungsanlage erfolgen, wie in Abbildung 9 dargestellt.

Häufig verwendet eine an die Ammoniaksynthese anschließende Harnstoff-Synthese einen Teil der CO₂-Emissionen aus der Dampfreformierung als Rohstoff. Durch dessen Wegfall bei der Ammoniakproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff wird hier eine neue Kohlenstoff-Quelle, bspw. durch Carbon Capture oder Biomasse, benötigt.

Tabelle 7: Kennzahlen Ammoniak in Deutschland und in der NRL-Modellregion

Ammoniak	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktion (2020) in Mt	2,5	0,8	(VCI, 2022; YARA, 2020)
Standorte	4	1	(Agora Energiewende, 2019)
Erdgasbedarf in TWh	20,97	6,71	Eigene Berechnung
Emissionen in Mt CO ₂ -Äq.	4,24	1,36	Eigene Berechnung
Wasserstoffbedarf in TWh	14,79	4,73	Eigene Berechnung
Elektrolyseur-Größe in GW bei 4.000 Volllaststunden/a	5,2	1,7	Eigene Berechnung

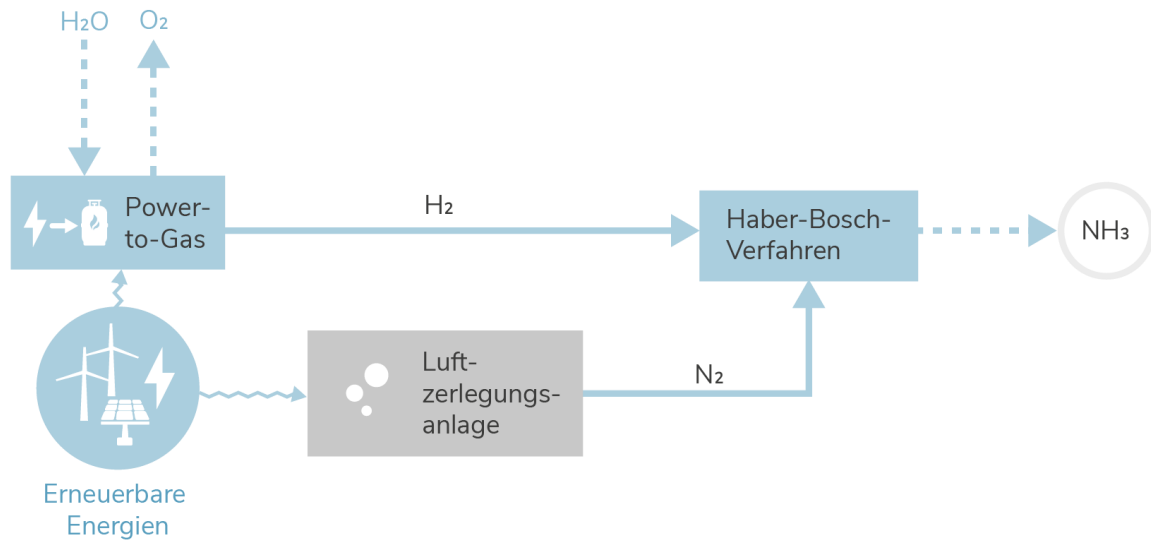


Abbildung 9: Prozessschema zur Produktion von grünem Ammoniak

7.2 Wasserstoffbedarf und Kostenvergleich

Abbildung 10 stellt die prognostizierten Referenzpreise für grünen Wasserstoff in €/kg den historischen Referenzpreisen für Erdgas in ct/kWh inkl. der Kosten von 80 €/t für CO₂-Zertifikate gegenüber (siehe Methodik). Beide Energieträger werden anhand ihrer spezifischen Kosten je Tonne erzeugten Ammoniaks dargestellt. Grüner Wasserstoff müsste zu einem Preis von 4,40 €/kg für die Ammoniakproduktion zur Verfügung stehen, damit die laufenden Kosten den Kosten für Erdgas im Szenario Gaspreisbremse 2023 inkl. Kosten für CO₂-Zertifikate entsprechen.

Für eine defossilisierte Ammoniakherstellung wird lediglich der Wasserstoffbezug umgestellt, sodass die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur konventionellen Herstellung hauptsächlich auf dem Unterschied der Wasserstoffherstellungskosten zwischen grauem und grünem Wasserstoff beruht. Die Produktionsanlagen des Haber-Bosch-Verfahrens bleiben gleich, sodass keine zusätzlichen Investitionskosten oder Betriebskosten zu erwarten sind.

Dadurch haben ebenfalls die Kosten für CO₂-Zertifikate einen nicht zu vernachlässigenden

Einfluss auf den Kostenvergleich, wie der schraffierte Bereich in Abbildung 10 zeigt. Für die Dampfreformierung werden CO₂-Emissionen in Höhe von 1,694 t pro Tonne Ammoniak angenommen (IPPC, 2007), was einem Methanbedarf (CH₄) von etwa 0,603 t entspricht. Diese Werte berücksichtigen die Bereitstellung von 178 kg Wasserstoff, die für eine Tonne Ammoniak im Haber-Bosch-Verfahren stöchiometrisch (siehe Gleichung 5) benötigt werden. Der daraus resultierende Anteil der Kosten für CO₂-Zertifikate von ca. 136 €/t_{NH₃} führt umgerechnet dazu, dass grüner Wasserstoff durch die Einsparung der Emissionen gegenüber der konventionellen Erdgas-Route etwa 0,76 € pro Kilogramm teurer sein darf.

Bei aktuellen Preisen von 5,99 (E-Bridge, 2023) bzw. 7,99 €/kg (EEX, 2023) für Wasserstoff wird deutlich, dass die Bereitstellungskosten für grünen Wasserstoff zur Ammoniakproduktion um den Faktor 1,4 bzw. 1,8 über der konventionellen Route mittels Dampfreformierung von Erdgas bei Preisen auf dem Niveau der Erdgaspreisbremse liegen.

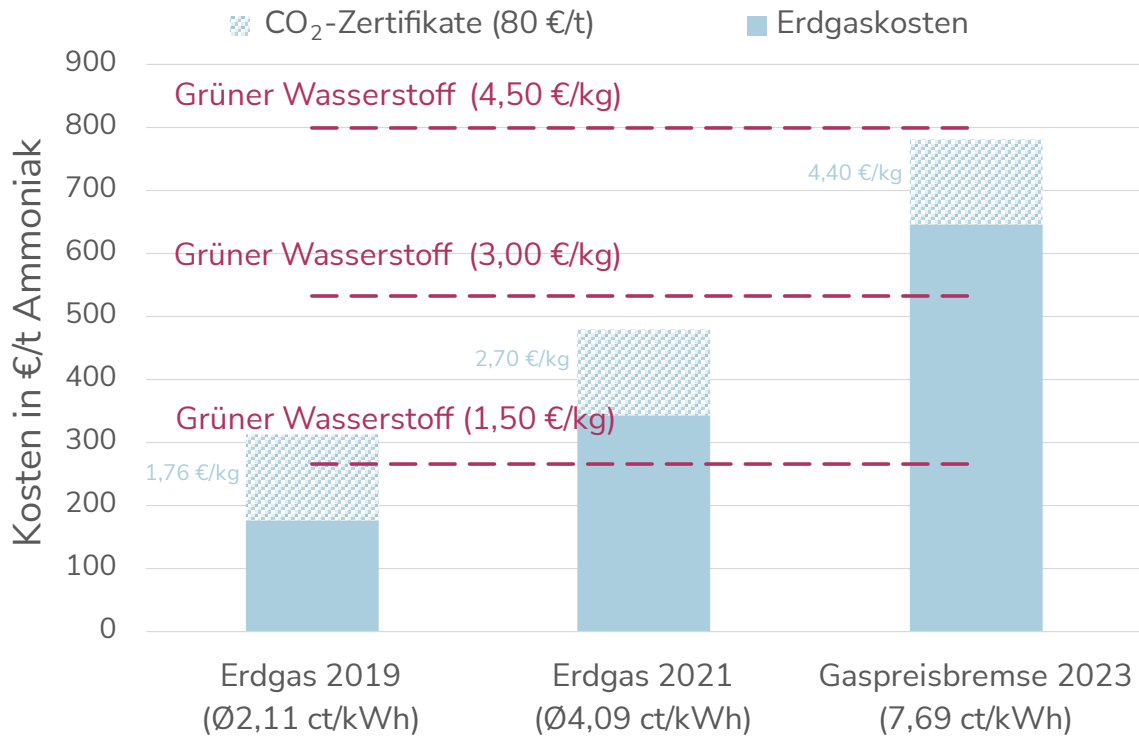


Abbildung 10: Kostenvergleich Erdgas und Wasserstoff-basierte Herstellung von Ammoniak

Neben der stofflichen Verwendung von Ammoniak als Grundchemikalie zeigt sich bereits in vielen Projekten und unternehmerischen Vorhaben, dass es in Zukunft zusätzlich an Bedeutung als Energieträger gewinnen wird (Hydrogen Europe, 2023; Maersk, 2021).

7.3 Modellregion

In der Modellregion gibt es ein einziges Werk in Brunsbüttel, das Ammoniak herstellt und einen großen Teil direkt zu Harnstoff und Ad-Blue weiterverarbeitet. Die dortige Haber-Bosch-Anlage produziert etwa 800.000 t Ammoniak im Jahr (YARA, 2020). Daraus folgt ein stöchiometrischer Wasserstoffbedarf von jährlich etwa 142.000 t bzw. 4,73 TWh Wasserstoff. Wird dieser wie oben beschrieben aus Elektrolyseuren mit Grünstrom bereitgestellt, lassen sich hier im Vergleich zur Bereitstellung aus Dampfreformierung von Erdgas Emissionen von etwa 1.355.000 t CO₂ einsparen.

Um diesen Bedarf an grünem Wasserstoff decken zu können, werden Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 1,7 GW benötigt (siehe Methodik in Kapitel 3). Laut eigenen Angaben plant der regionale Ammoniakhersteller den stufenweisen Bau einer werkseigenen Elektrolyseanlage in der Größe von 1 GW bis zum Jahr 2050 (Kohnke, 2021).

In der Modellregion gibt es zudem weitere Vorhaben, die sich zum einen mit der Forschung zu innovativen Konzepten und Technologien bei der Herstellung von grünem Ammoniak (CAMPFIRE, 2023) und zum anderen mit der Umsetzung von Ammoniak-Crackern und dem anschließenden Transport des Wasserstoffs (VNG, 2023) beschäftigen.

8 Herstellung von Methanol und petrochemischen Erzeugnissen

Als eine der wichtigsten Grundchemikalien dient Methanol (CH₃OH) als Ausgangsstoff zahlreicher organischer Chemieprodukte wie etwa Formaldehyd und Essigsäure. Weiterhin können auf Basis von Methanol verschiedene petrochemische Erzeugnisse wie Olefine, Aromaten und Kraftstoffe synthetisiert werden, die konventionell in Raffinerien aus Rohöl hergestellt werden. Ähnlich wie Ammoniak

wird auch Methanol aufgrund der bereits vorhandenen Erfahrungen im weltweiten Handel als potenzielles Speichermedium im Im- und Export betrachtet. In diesem Kontext wird auch die direkte Nutzung als Energieträger bspw. in der Schifffahrt diskutiert (DLR, 2022).

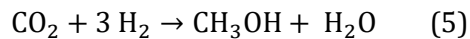
Eine Übersicht relevanter Kennzahlen für Deutschland und für die Modellregion des NRL basierend auf den Produktionsmengen von Methanol sowie petrochemischen Produkten in 2020 liefert Tabelle 8.

Tabelle 8: Kennzahlen Methanol und petrochemische Erzeugnisse in Deutschland und der NRL-Modellregion

Methanol	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktion (2020) in Mt	1,523	-	(VCI, 2022)
Erdgasbedarf in TWh	13,92	-	Eigene Berechnung
Emissionen in Mt CO ₂ -Äq.	2,8	-	Eigene Berechnung
Wasserstoffbedarf in TWh	9,58	-	Eigene Berechnung
Elektrolyseur-Größe in GW bei 4.000 Volllaststunden/a	3,42	-	Eigene Berechnung
Olefine und Aromaten			
Produktion Ethylen (2020) in Mt	4,969	0,11	(PCE, 2021; VCI, 2022)
Standorte	11	1	(PCE, 2021)
Wasserstoffbedarf in TWh	82,95	1,84	Eigene Berechnung
Elektrolyseur-Größe in GW bei 4.000 Volllaststunden/a	29,63	0,66	Eigene Berechnung
Kraftstoffe			
Produktion Benzin (2020) in Mt	18,308	1,825	(BAFA, 2022; Statistikamt Nord, 2022a, 2022b)
Produktion Diesel (2020) in Mt	30,5	2,923	(BAFA, 2022; Statistikamt Nord, 2022a, 2022b)
Produktion Kerosin (2020) in Mt	2,519	0,131	(BAFA, 2022; Statistikamt Nord, 2022a, 2022b)
Standorte	11	2	(MWV, 2022)
Wasserstoffbedarf in TWh	36,77 (745,46)	1,91 (70,84)	Werte für synthetisches Kerosin, Angabe in Klammern inkl. theoretischer Bedarfe für Benzin und Diesel
Elektrolyseur-Größe in GW bei 4.000 Volllaststunden/a	13,13 (266,24)	0,68 (25,3)	Eigene Berechnung

8.1 Technologie

Heutzutage wird Methanol hauptsächlich aus Kohlenstoffoxiden (CO/CO₂) und Wasserstoff (H₂) synthetisiert. Dabei laufen folgende Reaktionen ab.



Der Wasserstoff wird konventionell entweder mittels Dampfreformation aus Erdgas oder durch die partielle Oxidation von Schweröl oder Kohle bereitgestellt, wobei die Kohlenstoffquelle für das Methanol als Nebenprodukt anfällt. Dabei werden Teile der entstehenden Kohlenstoffoxide im Methanol zunächst stofflich gebunden. Um diesen Herstellungsprozess rein stofflich klimaneutral zu gestalten, ist neben dem Einsatz von grünem Wasserstoff auch eine emissionsfreie Kohlenstoffquelle notwendig, z.B. mittels Carbon Capture oder aus Biomasse.

Petrochemische Erzeugnisse

Der konventionelle Raffinerieprozess basierend auf Erdöl führt zu einer breiten Produktpalette an Kohlenwasserstoffen. Dazu gehören Kraftstoffe, Heizöle und Grundchemikalien wie Olefine (u.a. Ethylen und Propylen) und Aromaten (u.a. Benzol und Toluol), die die Grundlage für Kunststoffe, synthetische Fasern und Harze bilden. Diese petrochemischen Erzeugnisse entstehen bei der Rohöldestillation mit anschließender Aufbereitung und Veredelung bzw. im Falle der Olefine durch das zusätzliche Steamcracken von Rohbenzin (Naphtha).

Eine emissionsarme Alternative stellt das MTO (Methanol-to-Olefins)- bzw. MTA (Methanol-to-Aromats)-Verfahren dar, bei dem Olefine und Aromaten aus Methanol synthetisiert werden, welches wiederum aus grünem Wasserstoff erzeugt wurde. Durch eine anschließende Oligomerisierung und Hydrotreating können auf diese Weise auch Kraftstoffe wie Benzin (Methanol-to-Gasoline), Kerosin (Methanol-to-Jet fuel) oder Diesel erzeugt werden (UBA, 2016).

Zusätzlich bietet die Fischer-Tropsch-Synthese eine weitere emissionsarme Möglichkeit petrochemische Erzeugnisse herzustellen. Grundlage ist ein Synthesegas bestehend aus CO, das durch Reverse Water-Gas Shift (RWGS) von CO₂ aus einer Carbon-Capture-Anlage oder Biomasse bereitgestellt wird, und grünem Wasserstoff aus der Elektrolyse. Die entstehenden Syntheseprodukte folgen anschließend bekannten Raffinerieprozessen der Aufbereitung und Veredelung bis zur Kraftstoffgewinnung. Auf diese Weise synthetisch erzeugtes Naphtha bildet dabei die Grundlage für Olefine und Aromaten mittels Steamcracking (C4C, 2023; UBA, 2016).

Bei beiden emissionsarmen Syntheseverfahren variiert das Produktspektrum und die Anlage ist über Betriebsparameter wie Druck und Temperatur oder durch die Wahl der Katalysatoren nach einer möglichst hohen Ausbeute des gewünschten Hauptprodukts individuell auszulegen (Ren et al., 2008).

Schematisch sind die Verfahren in Abbildung 11 dargestellt, wobei beispielhaft eine Direct Air Capture (DAC)-Anlage als CO₂-Quelle gezeigt ist.

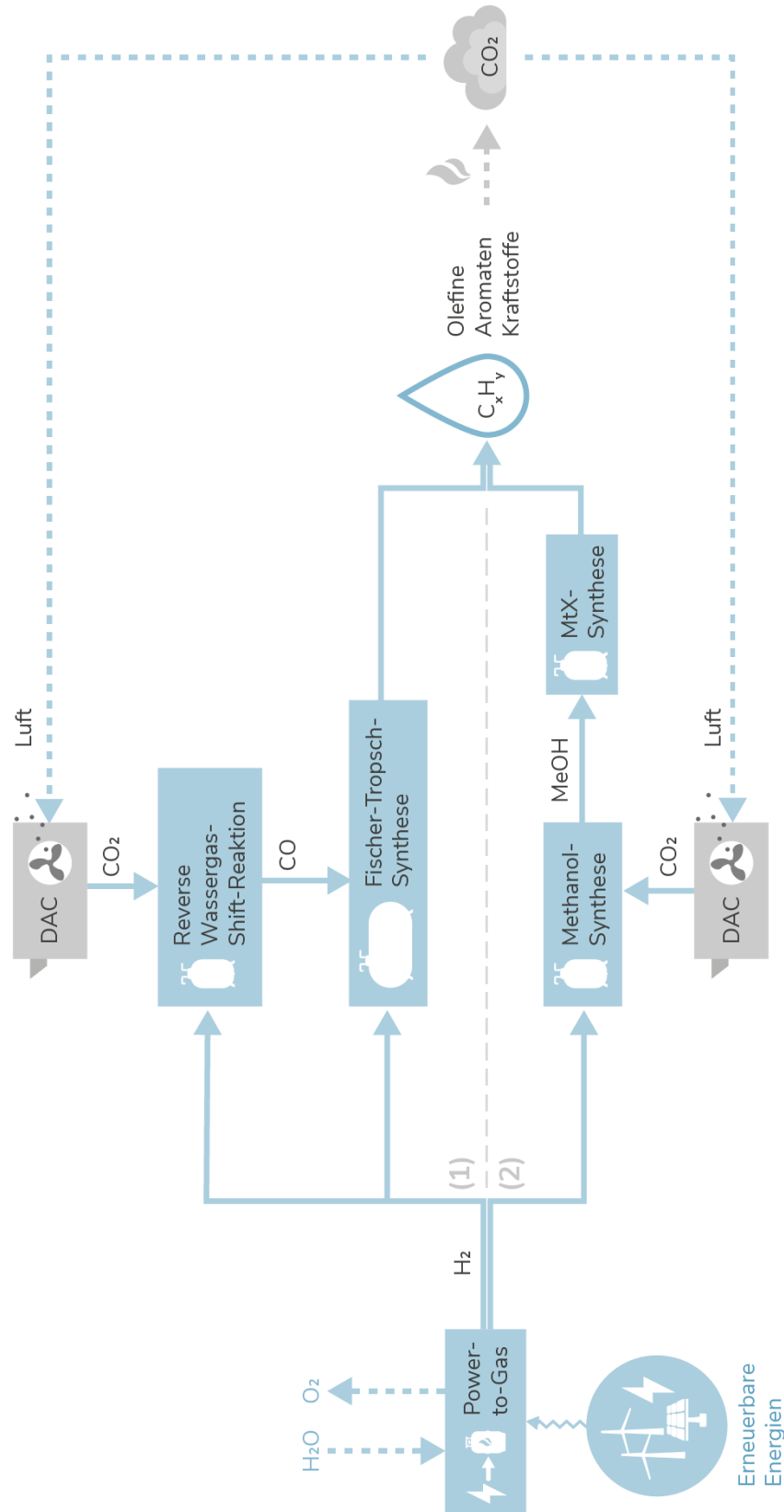


Abbildung 11: Prozessschema zur Produktion von Methanol und petrochemischen Erzeugnissen über (1) den Fischer-Tropsch-Pfad und (2) den Methanol-Pfad (DAC: Direct Air Capture))

8.2 Wasserstoffbedarf und Kostenvergleich

Abbildung 12 stellt die prognostizierten Referenzpreise für grünen Wasserstoff in €/kg den historischen Referenzpreisen für Erdgas in ct/kWh inkl. der Kosten von 80 €/t für CO₂-Zertifikate gegenüber (siehe Methodik). Beide Energieträger werden anhand ihrer spezifischen Kosten je Tonne erzeugten Methanols dargestellt. Grüner Wasserstoff müsste zu einem Preis von 3,59 €/kg für die Methanolproduktion zur Verfügung stehen, damit die laufenden Kosten den Kosten für Erdgas im Szenario Gaspreisbremse 2023 entsprechen.

Um die fossilen Emissionen der Methanolherstellung zu reduzieren, muss der Prozessschritt der Wasserstoffbereitstellung von der Dampfreformierung auf eine Wasserelektrolyse und der Bezug des stofflich gebundenen Kohlenstoffdioxids auf eine nicht fossile Quelle umgestellt werden. Die reine Methanolsynthese bleibt identisch und erfolgt nach ebendieser Reaktionsgleichung.

In der Dampfreformierung entstehen mittlere CO₂-Emissionen von 1,84 t pro Tonne Methanol (IPPC, 2007), für die Zertifikatskosten von ca. 147 €/t_{MeOH} anfallen. Diese Menge entspricht der Bereitstellung von 0,189 t Wasserstoff, die zusammen mit 1,373 t CO₂ stofflich pro Tonne Methanol (vgl. Stöchiometrie in Gleichung 7) gebunden werden.

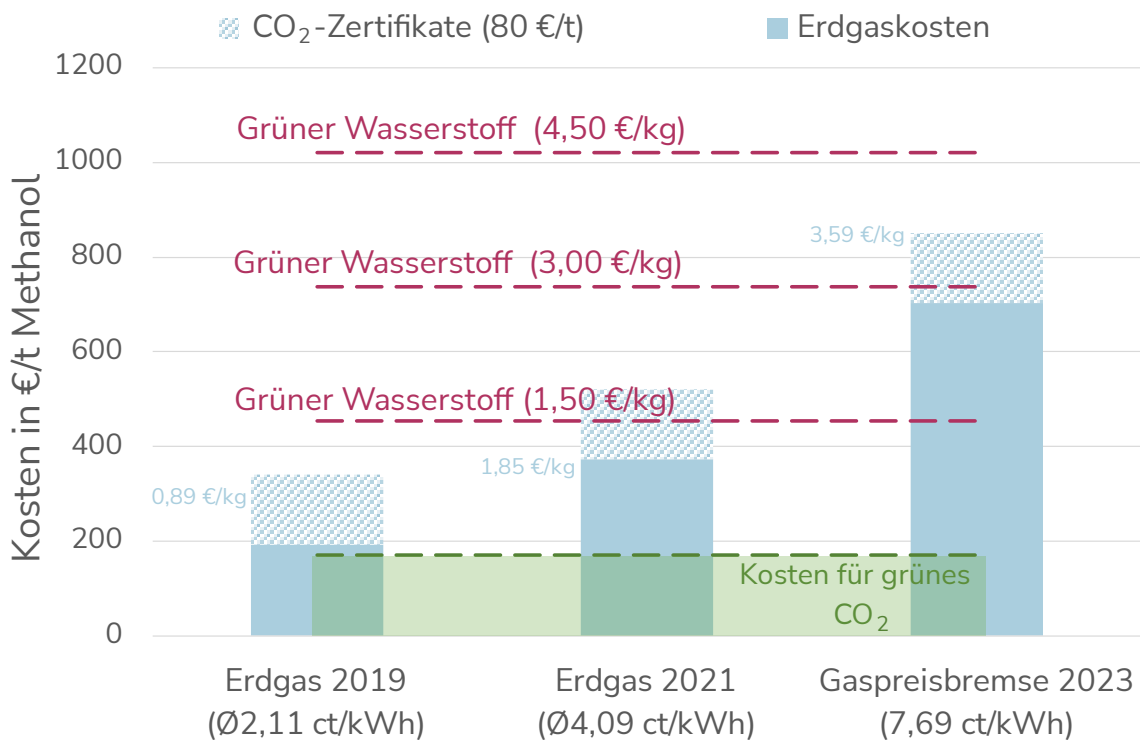


Abbildung 12: Kostenvergleich Erdgas und Wasserstoff-basierte Herstellung von Methanol (Preis für grünes CO₂: 125 €/t_{CO₂})

Durch den Wegfall der Dampfreformierung wird davon ausgegangen, dass dieses CO₂ aus Carbon Capture oder Biomasse bezogen wird, um eine emissionsarme Methanolherstellung

zu gewährleisten. Es wird ein Bezugspreis von 125 €/t_{CO₂} angenommen, was einerseits ungefähr der Untergrenze der Direct Air Capture-Technologie andererseits in etwa der

Obergrenze für Punktquellen der Industrie entspricht, die vor allem in der Transformation als CO₂-Quelle dienen dürften (IEA, 2021). Daraus ergeben sich somit fixe Kosten von ca. 172 € pro Tonne grünem Methanol, die in Abbildung 12 als grüner Balken dargestellt sind. Die restlichen Feedstock-Kosten entsprechen der Bereitstellung des grünen Wasserstoffs.

Um die gesamte Herstellung von Methanol in Deutschland von jährlich 1,5 Mt (VCI, 2022) auf diese Technologie umzustellen, bedarf es jährlich 9,58 TWh grünen Wasserstoffs. Dies entspricht einer installierten Elektrolyseleistung von 3,42 GW (siehe Methodik in Kapitel 3.2).

Petrochemische Erzeugnisse

Wie oben beschrieben können petrochemische Produkte zukünftig basierend auf grünem Wasserstoff über einen Methanol- oder Fischer-Tropsch-Pfad erzeugt werden.

Für beide Verfahren sind die Anlagen individuell auf den Anwendungsfall auszulegen, um das jeweils ideale Produktspektrum aus Olefinen, Aromaten und Kraftstoffen zu erreichen. Dabei ist der Wasserstoffbedarf über den Methanolfad mit 0,501 t pro Tonne Ethylen bzw. Propylen gegenüber 0,576 t beim Fischer-Tropsch-Pfad etwas geringer (C4C, 2023). Bei Kraftstoffen werden über den Methanol-Pfad 0,432 t Wasserstoff pro Tonne Benzin und 0,438 t Wasserstoff pro Tonne Kerosin/Diesel benötigt (Concawe, 2022).

Da die konventionellen Verfahren des Steamcrackings und der Rohöl-Destillation in der Regel in einem komplexen Raffinerieprozess integriert sind, der auch von der Qualität und Zusammensetzung der Rohstoffe abhängig ist, werden im Falle der petrochemischen Erzeugnisse einfachheitshalber Marktpreise als Referenz herangezogen. Es wird dabei an-

genommen, dass die Feedstock-Kosten um einen Faktor von ca. 1,5 (Propylen) bzw. 2,67 (Ethylen) höher als der Marktpreis für Ethylen bzw. Propylen sind, wobei die Differenz aus dem Erlös der Nebenprodukte begründet (Boulamanti and Moya, 2017). Bei den Durchschnittskosten des Jahres 2021 von 1.089 €/t für Ethylen (PENPET, 2021a) und 1.083 €/t für Propylen (PENPET, 2021b) ergeben sich Zielpreise für grünen Wasserstoff von 4,89 €/kg bzw. 2,33 €/kg zur Herstellung von Olefinen via der Methanol-Route.

Um die gleichen Mengen an Olefinen und Aromaten in Deutschland wie heute über den Methanol-Pfad zu produzieren, bedarf es jährlich ca. 83 TWh grünen Wasserstoffs. Für die heutige Kraftstoffproduktion würde die Umstellung auf den Methanol-Pfad einen theoretischen Bedarf von jährlich etwa 745 TWh grünem Wasserstoff bedeuten. Wie im dritten Teil dieser Studienreihe „Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor“ (Bannert et al., 2023) dargestellt, wird hier aber vor allem der Bedarf an Benzin- und Dieselmotorkraftstoffen im straßengebundenen Verkehrssektor zurückgehen und durch Elektromobilität oder Brennstoffzellen ersetzt. Es bleibt daher der Wasserstoffbedarf zur Herstellung von synthetischem Kerosin mit knapp 37 TWh. Dies wäre gleichbedeutend mit einer installierten Elektrolyseleistung von ungefähr 30 GW für Olefine und Aromaten sowie zusätzlich 13 GW für Kerosin bzw. 266 GW für synthetisches Benzin, Diesel und Kerosin (siehe Methodik in Kapitel 3). Dieser Bedarf an grünem Wasserstoff kann weiterhin reduziert werden, wenn alternativ Biomasse oder Kunststoffabfall aufbereitet bzw. chemisch recycelt werden (C4C, 2023).

In der Transformationsphase lassen sich bereits derzeitige Wasserstoffbedarfe von Raffinerien, die im konventionellen Prozess beispielsweise bei der Entschwefelung von Kraftstoffen auftreten, ersetzen. Während ein

Großteil von fast 80 % intern als Nebenprodukt anfällt (dena, 2018), wird aktuell der übrige Bedarf durch grauen Wasserstoff per Dampfreformation gedeckt. Diese Wasserstoffmengen könnten mit grünem Wasserstoff ersetzt werden, um CO₂ einzusparen.

8.3 Modellregion

In der Modellregion des Norddeutschen Reallabors gibt es derzeit keine konventionellen Produktionsanlagen für Methanol, jedoch drei rohölverarbeitende Raffinerien.

Basierend auf den Produktionsmengen von 2020 wurden in diesen Raffinerien u.a. etwa 4,9 Mt verschiedener Kraftstoffe (Statistikamt Nord, 2022a, 2022b) sowie 110.000 t Ethylen (PCE, 2021) produziert. Daraus folgt für die Herstellung von Olefinen und Aromaten ein Wasserstoffbedarf von jährlich ca. 1,8 TWh. Die Herstellung von synthetischem Kerosin in aktuellen Produktionsmengen entspricht einem Bedarf an grünem Wasserstoff von jährlich etwa 1,9 TWh. Bezieht man aktuelle Produktionsmengen von Benzin und Diesel mit ein, deren Bedarf durch die Tendenz in der Antriebswende Richtung Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeuge deutlich zurückgehen dürfte, beträgt der theoretische Bedarf an grünem Wasserstoff für synthetische Kraftstoffe in der Modellregion 71 TWh. Um diesen Bedarf an grünem Wasserstoff decken zu können, werden unter der Annahme von 4.000 Volllaststunden Elektrolyseanlagen in der Größenordnung von ungefähr 0,68 GW für synthetisches Kerosin (bzw. theoretische 25,3 GW für synthetische Kraftstoffe) und

0,66 GW für Olefine und Aromaten benötigt (siehe Methodik in Kapitel 0).

Im Zuge des norddeutschen Reallabors errichten die Holborn Europa Raffinerie und die Hansewerk-Tochter HAZwei eine 25 MW Elektrolyse im Hamburger Hafen. Der erzeugte Wasserstoff soll grauen Wasserstoff bei der Entschwefelung von Diesel ersetzen. Darüber hinaus plant Holborn bis 2029 zwei weitere Elektrolyseanlagen mit 50 MW für die weitere Substitution fossilen Wasserstoffs bei der Diesel-Entschwefelung und zusätzlich 50 MW zur Herstellung von synthetischem Benzin (dena, 2023).

Die H&R Ölwerke Schindler GmbH benötigen Wasserstoff bei der Herstellung von Paraffinen und Weißölen. Hier wurde bereits 2017 eine 5 MW Elektrolyse errichtet, die vor allem für einen regelflexiblen Betrieb ausgelegt ist (BWI, 2018). Basierend auf dem Fischer-Tropsch-Pfad wurde diese als assoziiertes Vorhaben im Norddeutschen Reallabor durch eine Power-to-Liquid-Anlage (NextGate) ergänzt, die neben den Spezialwachsen auch Kraftstoffe herstellen kann (H&R, 2022).

Neben den Vorhaben im NRL verfolgt die Raffinerie Heide den hier vorgestellten Ansatz der Methanol-to-Olefin-Technologie mit anschließender Oligomerisierung zu synthetischem Kerosin (Forschungsvorhaben KERO-SyN100 (Raffinerie Heide, 2018)) und plant im Reallabor WESTKÜSTE100 eine 30 MW Elektrolyseanlage, die zukünftig zunächst auf 700 MW und später auf 2,1 GW ausgebaut werden soll (Raffinerie Heide, 2022; WESTKÜSTE100, 2022).

9 Herstellung von Zement

Die Herstellung von Zement und Klinker ist einer der energieintensivsten Prozesse in der verarbeitenden Industrie. Dabei entstehen im Produktionsprozess, besonders in der Klinkerherstellung, hohe CO₂ Emissionen. Klinker ist ein Vorprodukt von Zement, welches als Bindemittel zum Beispiel in Beton dient (Kircher and Schwarz, 2020). Beim Klinkerbrennen entstehen etwa zwei Drittel der Emissionen prozessbedingt durch die Entsäuerung des Kalksteins. Der Kalkstein wird in einem Drehofen auf Temperaturen von 1.450 °C erhitzt, wodurch der Kalkstein in Branntkalk und CO₂ umgewandelt wird. Ein Drittel der Emissionen entsteht durch den Einsatz von fossilen Energieträgern bei der Erhitzung und kann elektrifiziert werden (Ruppert et al., 2020). Da die prozessbedingten Emissionen nicht verhindert werden können, konzentriert sich die Forschung in der Zementindustrie auf die Abscheidung von CO₂, welches in anderen industriellen Prozessen Verwendung findet oder gespeichert werden kann.

Um den Anteil des CO₂ im Abgas zu erhöhen und somit die Abscheidung zu vereinfachen, kann das Oxyfuel Verfahren angewendet werden, bei dem anstatt von Luft reiner Sauerstoff der Verbrennung zugeführt wird (VDZ, 2021a).

In der Zementindustrie gibt es keine Wasserstoffbasierten Ansätze, um die Emissionen zu senken. Ansätze sind neben der CO₂ Abscheidung die Reduzierung des Klinkeranteils im Beton und der Einsatz alternativer Bindemittel (Ruppert et al., 2020). Außerdem gibt es Ansätze, durch bestimmte Zusätze CO₂ im Beton zu binden. Ein Beispiel ist das Verfahren der Neustark AG, in dem Alt Beton recycelt wird und durch die Begasung mit CO₂ die Entsäuerung des Herstellungsprozesses umgekehrt wird, wodurch CO₂ aufgenommen werden kann. Dieser recycelte Beton kann im nächsten Schritt Sand und Kies in Beton ersetzen um den Anteil von Zement im Beton zu reduzieren (Tiefenthaler et al., 2021).

Tabelle 9: Kennzahlen Zementproduktion in Deutschland und der NRL-Modellregion

Zement	Deutschland	Modellregion	Anmerkung/Quelle
Produktion (2020) in Mt	35,485	1,482	(Holcim Deutschland Gruppe, 2021; VDZ, 2021b)
Standorte	54 33 Klinkerproduktion	1 Klinkerproduktion 1 Mahlwerk	(VDZ, 2021b)
Endenergieverbrauch in TWh	30,5	1,73	(Holcim Deutschland Gruppe, 2021; VDZ, 2021c)
Fossile Brennstoffe in TWh	8,22	0,37	(Holcim Deutschland Gruppe, 2021; VDZ, 2021c)
Alternative Brennstoffe in TWh	18,44	1,20	(Holcim Deutschland Gruppe, 2021; VDZ, 2021c)
Strom in TWh	3,84	0,16	(Holcim Deutschland Gruppe, 2021; VDZ, 2021c)
Emissionen in Mt CO ₂ -Äq.	20,133	1,066	(DEHSt, 2021; Holcim Deutschland Gruppe, 2021)
Anteil an Gesamtemissionen	4,2 %	0,15 %	(DEHSt, 2021), (Holcim Deutschland Gruppe, 2021)

10 Gesamtbedarf an grünem Wasserstoff für die Industrie

Von den sieben betrachteten industriellen Gütern ist grüner Wasserstoff für die Dekarbonisierung in fünf Fällen anwendbar. Nicht anwendbar ist Wasserstoff für die Dekarbonisierung von Aluminium, hier werden inerte Anoden erforscht. Für die Zementproduktion gibt es zurzeit ebenfalls keine bekannte Strategie, mit grünem Wasserstoff die Emissionen

zu verhindern. Für die Herstellung von Kupfer und Roheisen ist Wasserstoff als Reduktionsmittel dagegen eine geeignete Strategie, ebenso für die Herstellung von Ammoniak, Methanol und petrochemischen Erzeugnissen wie synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) und Chemikalien.

Tabelle 10 zeigt den berechneten Wasserstoffbedarf der industriellen Erzeugnisse in Deutschland und der Modellregion auf.

Tabelle 10: Wasserstoffbedarf in der Industrie in Deutschland

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	36,77 (745,46)	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)

Dabei sind für die Kraftstoffe zwei Werte angegeben: Der erste Wert stellt den Wasserstoffbedarf zur Herstellung heutiger Produktionsmengen Kerosin über synthetische Verfahren dar. Der zweite Wert in Klammern bezieht sich auf die vollständige Umstellung heutiger Produktionsmengen an Kraftstoffen und beinhaltet somit auch den Wasserstoffbedarf zur Erzeugung synthetischen Benzins und Diesels. Mit dem Fortschreiten der Energie- und somit auch Verkehrswende werden diese Kraftstoffbedarfe aber durch immer weniger werdende Verbrennerfahrzeuge im straßengebundenen Verkehrssektor sinken (siehe hierzu auch Teil 3 der Studienreihe

„Wasserstoffanwendungen im Verkehr“ (Bannert et al., 2023)).

Graphisch sind die Anteile der einzelnen industriellen Erzeugnisse am Wasserstoffbedarf für Deutschland zusätzlich in Abbildung 13 dargestellt. Wie beschrieben, ist der Anteil für synthetische Benzin- und Dieselmotoren theoretischer Art und der Vollständigkeit halber entsprechend der Methodik zur Bedarfsabschätzung basierend auf aktuellen Produktionsmengen mitaufgeführt. Auch ohne den theoretischen Anteil von Benzin und Diesel tritt der meiste Bedarf an grünem Wasserstoff im Bereich der Raffinerieprodukte auf.

Es folgt die Metallindustrie, deren Bedarf hauptsächlich in der Herstellung von Stahl liegt, da der Bedarf des in dieser Studie beschriebenen Prozesses in der Kupferherstellung im Vergleich marginal scheint.

Der Chemiesektor, der Stand heute als einziger Sektor bereits einen Bedarf an stofflichem Wasserstoff hat, bildet basierend auf derzeitigen Produktionsmengen den geringsten Anteil der betrachteten Industriebereiche ab.

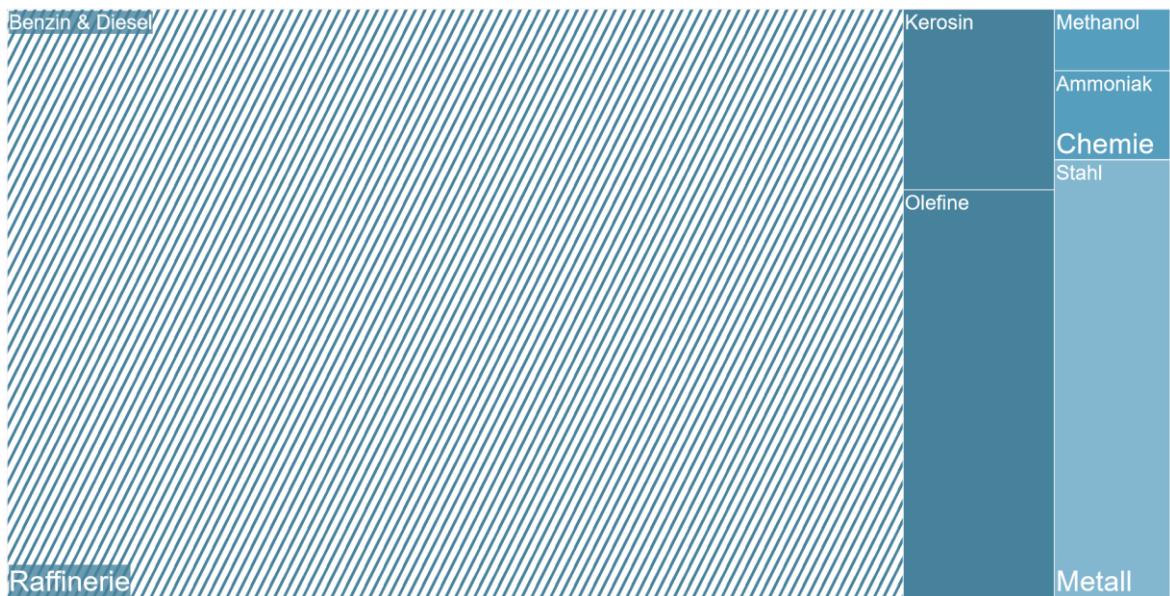


Abbildung 13: Verteilung des Wasserstoffbedarfs auf die verschiedenen Industriesektoren bzw. industriellen Erzeugnisse in Deutschland

Schaut man sich in Abbildung 14 die Verteilung für die Modellregion an, entsteht der größte Bedarf an grünem Wasserstoff bei der Ammoniakherstellung, gefolgt von den Raffinerien (ohne Betrachtung von Benzin

und Diesel). Die Metallerzeugung mit den wasserstoffbasierten Prozessen in der Stahl- und Kupferherstellung machen derweil 10 % des Bedarfs an grünem Wasserstoff in der Modellregion aus.



Abbildung 14: Verteilung des Wasserstoffbedarfs auf die verschiedenen Industriesektoren bzw. industriellen Erzeugnisse in der Modellregion

11 Merit Order

Der Kostenvergleich zwischen dem konventionellen Herstellungsverfahren mit Erdgas und dem Einsatz von grünem Wasserstoff zeigt, dass es drei bis fünf Hauptfaktoren gibt, die berücksichtigt werden müssen. Der Preis für Erdgas, der Preis für grünen Wasserstoff und der Preis für CO₂-Zertifikate gelten für alle Vergleiche. Der vierte Kostentreiber für Roheisen ist der Preis für grünen Strom, der zusätzlich für Prozesswärme zugeführt werden muss. Der fünfte Kostentreiber für Methanol und die Folgeprodukte sind die Herstellungskosten für grünes CO₂.

Tabelle 11 zeigt bei welchem Wasserstoffpreis sich die Kostenparität mit Erdgas auf dem Preisniveau der Erdgas-Preisbremse für die relevanten Güter einstellt und wie die Priorisierung eines Einsatzes von (knappem) grünem Wasserstoff demnach ausfallen würde. Die Kostenparität einer Herstellung von Ammoniak aus grünem Wasserstoff würde sich bei Wasserstoffbezugskosten von 4,40 € pro kg H₂ einstellen. Bei Methanol, Kupfer und Primärstahl liegen die erforderlichen Wasserstoffpreise zur Erreichung einer Kostenparität mit Erdgas noch darunter. Methanol würde beispielsweise gegenüber konventioneller Herstellung mit Erdgas erst konkurrenzfähig, wenn die Wasserstoffbezugskosten bei 3,01 € pro kg H₂ lägen. Der Preisnachteil gegenüber Ammoniak ergibt sich insbesondere aus den zusätzlichen Kosten des nicht-fossilen CO₂ von 125 € pro Tonne. Für die Metallherstellung ergibt sich die Kostenparität erst bei niedrigen Wasserstoffpreisen von 2,86 €/kg für die Kupferreduktion und 2,13 €/kg für Primärstahl.

Tabelle 11: Kostenvergleich und Priorisierung für den Wasserstoffeinsatz in der Industrie

Kostenparität mit Erdgas-Preisbremse	Kostenvergleich	
	Preis für Wasserstoff	Priorität
Ammoniak	4,40 €/kg	1
Methanol	3,01 €/kg	2
Kupfer	2,86 €/kg	3
Primärstahl	2,13 €/kg	4

Kostenparität zwischen der konventionellen Herstellung mit Erdgas und durch Einsatz von grünem Wasserstoff ist bei den betrachteten industriellen Gütern mit Blick auf aktuelle Erzeugungskosten noch ein langer Weg. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass grünes Ammoniak bereits bei höheren Preisen für grünen Wasserstoff wettbewerbsfähiger ist als bspw. Methanol, Kupfer oder Primärstahl. Verglichen mit den beiden Indices für grünen Wasserstoff Hydrex (E-Bridge, 2023) und Hydrix (EEX, 2023) liegen aktuelle Wasserstoffpreise noch um den Faktor 1,4 bis 1,8 über den notwendigen 4,40 €/kg für grünen Wasserstoff im Szenario „Gaspreisbremse“, welches von einem Erdgaspreis von 7,69 ct/kWh ausgeht.

In Abbildung 15 sind für Deutschland die Wasserstoffbedarfe der betrachteten industriellen Erzeugnisse, bei deren Herstellungsprozessen Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzt wird, nach den notwendigen Preisen für grünen Wasserstoff angeordnet, ab denen dieser gegenüber dem Einsatz von Erdgas wirtschaftlich ist (hier gegenüber der Gaspreisbremse von 2023).

Die grau schraffierten Bereiche zeigen die finanzielle Lücke, die sich zwischen aktuellen Preisen für grünen Wasserstoff und den notwendigen Preisen für Kostenparität mit Erdgas auftut und die es für die Defossilisierung dieser industriellen Erzeugnisse aufzubringen gilt. So fehlen auf die von E-Bridge Consulting im Hydrex (grenzkostenbasiert, exkl.

Transport) für 2023 durchschnittlich erhobenen 5,99 € pro Kilogramm grünen Wasserstoff 9,4 Milliarden Euro und zusätzliche 5,5 Milliarden Euro für den bisherigen Jahresdurchschnittspreis 2023 von 7,99 €/kg grünen Wasserstoff der EEX im Index Hydrix (marktbasierend, inkl. Transport). Zusammen liegen die Kosten der Defossilisierung dieser vier industriellen Erzeugnisse im Bereich von 14,9 Milliarden Euro. Tendenziell sinken die Erdgaspreise nach dem Anstieg infolge des russischen Angriffskriegs derzeit wieder unter die vorgesehene Gaspreisbremse, sodass grüner Wasserstoff für die Kostenparität sogar noch günstiger werden müsste und somit die Kostenlücke der Defossilisierung wiederum größer wird.

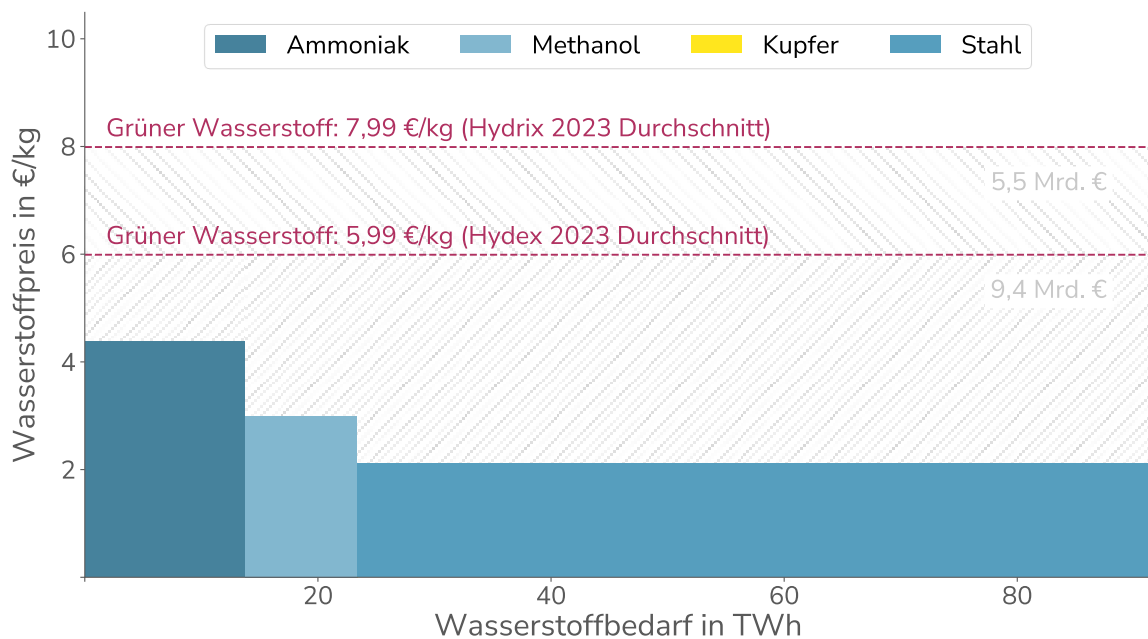


Abbildung 15: Anordnung von Wasserstoffbedarfen (Deutschland) industrieller Erzeugnisse nach notwendigen grünen Wasserstoffpreisen zur Wirtschaftlichkeit gegenüber Erdgas (Szenario „Gaspreisbremse“)

Für die Modellregion des Norddeutschen Reallabors ergibt sich nach gleicher Anordnung, wie sie in Abbildung 16 dargestellt ist, für das Szenario „Gaspreisbremse“ je nach Richtwert eine Kostenlücke von 0,3 (Hydex) bzw.

0,6 Milliarden Euro (Hydrix), die für die Defossilisierung dieser industriellen Erzeugnisse in Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern geschlossen werden muss.

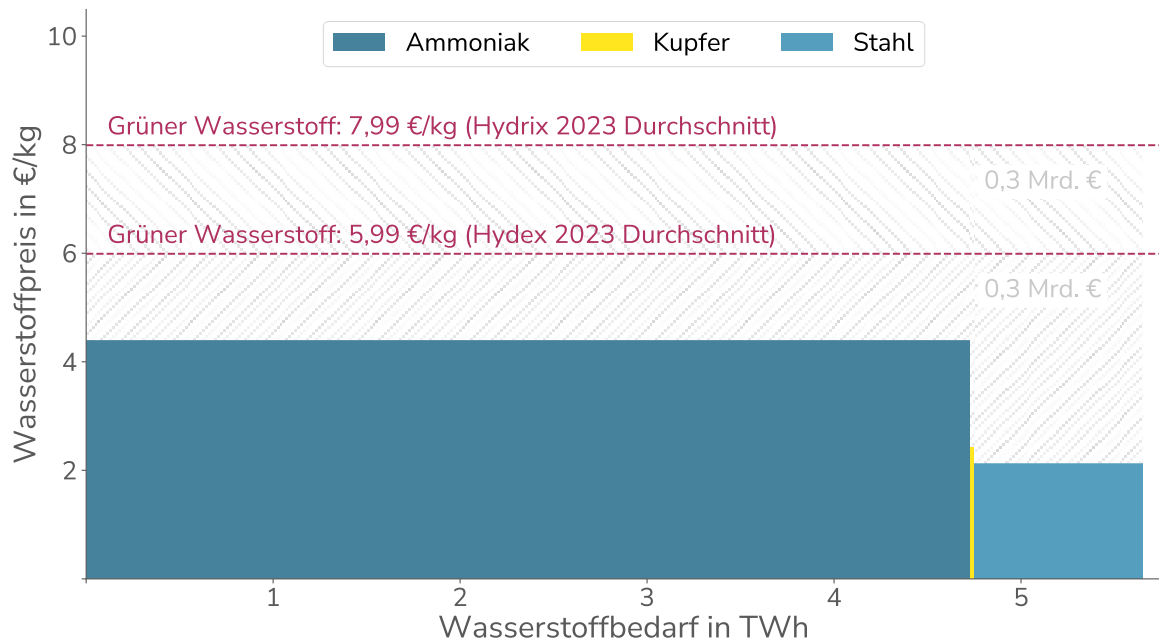


Abbildung 16: Anordnung von Wasserstoffbedarfen (Modellregion) industrieller Erzeugnisse nach notwendigen grünen Wasserstoffpreisen zur Wirtschaftlichkeit gegenüber Erdgas (Szenario „Gaspreisbremse“)

12 Fazit

Unter anderem durch die beschriebene Kostengrücke wird sich auf dem Weg zu einer kohlenstoffneutralen Wirtschaft unter Einsatz von grünem Wasserstoff und anderen energieintensiven grünen Rohstoffen zukünftig auch eine starke Konkurrenzsituation einstellen. Es stellt sich im Weltmarkt die Frage, in welchem Land die besten Produktionsbedingungen für erneuerbare Energien liegen und ob man nicht bspw. Ammoniak in anderen Ländern günstiger produzieren und als Wasserstoffderivat nach Deutschland importieren wird. Dies hätte wiederum eine starke Konkurrenz zum Betrieb von Haber-Bosch-Anlagen in Deutschland und Mitteleuropa zur Folge. Es wäre nicht effizient, grünes Ammoniak nach Deutschland zu importieren und es dann wieder aufzuspalten, um Wasserstoff für die erneute Herstellung von Ammoniak zu erhalten. Vielmehr bietet es sich an, zunächst importiertes Ammoniak zu verwenden, um hier fossil gewonnenes Ammoniak zu ersetzen und so zwei Umwandlungsschritte einzusparen.

Die Produktion von Ammoniak ist nur ein besonders offensichtliches Beispiel für diese Diskussion. Eine lokale und kostengünstige Wasserstoffproduktion kann diese Entwicklung abwenden. Die benötigten Mengen an grünem Wasserstoff zum Erhalt der derzeitigen Produktionsmengen in Deutschland liegen mit 13,8 TWh für Ammoniak und 9,6 TWh für Methanol in einem durch den Zubau erneuerbarer Energien zu erreichenden Bereich. Selbst die Primärstahlerzeugung liegt mit 68 TWh in einem erreichbaren Bereich. Die Kupferreduktion und der daraus resultierende Wasserstoffbedarf von 30 GWh stellt keine große Herausforderung dar.

Im Gegensatz dazu ist die Größenordnung des Bedarfs an grünem Wasserstoff, der für die Herstellung von Raffinerieprodukten (E-

Fuels und Chemikalien) in heutigen Mengen erforderlich wäre, mit 828 TWh enorm. In jedem Fall bedarf es einer detaillierten Analyse, um Aussagen über den zukünftigen Bedarf zu treffen. Vor allem der Kraftstoffbedarf wird sich im Zuge der Mobilitätswende verändern (siehe Teil 3 der Studienreihe). Entfielen beispielsweise die Kraftstoffe Benzin und Diesel in der Bedarfsermittlung, ergäbe sich ein Wasserstoffbedarf von lediglich 120 TWh für die Herstellung von synthetischem Kerosin für den Flugverkehr und petrochemischen Chemikalien.

Ebenfalls werden das chemische Recycling und regulatorische Vorgaben den Bedarf an Kunststoffen und somit petrochemischen Grundchemikalien beeinflussen. Eine Berücksichtigung alternativer nicht auf grünem Wasserstoff basierender Technologien ist notwendig, um weitere Aussagen für die petrochemischen Industriegüter zu treffen.

Die Ergebnisse dieser Studie dienen als Grundlage zur Auswahl vielversprechender Geschäftsmodelle, die im Zuge des NRL konkreter auf ihre Wirtschaftlichkeit und Umweltschutzeffekte geprüft und bewertet werden sollen.

I. Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: ÜBERBLICK EMISSIONEN (2020) DER AUSGEWÄHLTEN ERZEUGNISSE BASIEREND AUF (DEHST, 2021) UND EIGENEN BERECHNUNGEN	5
TABELLE 2: ANGENOMMENE GASPRISE (GPB: GASPRESBREMSE-SZENARIO)	7
TABELLE 3: KENNZAHLEN ROHEISENPRODUKTION IN DEUTSCHLAND UND IN DER NRL-MODELLREGION	9
TABELLE 4: KENNZAHLEN KUPFERERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND UND IN NRL-MODELLREGION IM JAHR 2021.	13
TABELLE 5: KENNZAHLEN ALUMINIUM INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND UND IN DER NRL-MODELLREGION	17
TABELLE 6: VERGLEICH KOHLENSTOFF- UND INERTANODE.....	17
TABELLE 7: KENNZAHLEN AMMONIAK IN DEUTSCHLAND UND IN DER NRL-MODELLREGION	18
TABELLE 8: KENNZAHLEN METHANOL UND PETROCHEMISCHE ERZEUGNISSE IN DEUTSCHLAND UND DER NRL-MODELLREGION.....	21
TABELLE 9: KENNZAHLEN ZEMENTPRODUKTION IN DEUTSCHLAND UND DER NRL-MODELLREGION	27
TABELLE 10: WASSERSTOFFBEDARF IN DER INDUSTRIE IN DEUTSCHLAND	28
TABELLE 11: KOSTENVERGLEICH UND PRIORISIERUNG FÜR DEN WASSERSTOFFEINSATZ IN DER INDUSTRIE ..	30

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: THG EMISSIONEN IN DEUTSCHLAND IM INDUSTRIESEKTOR, BASIEREND AUF (DEHST 2021)...	4
ABBILDUNG 5: KOSTENVERGLEICH ERDGAS UND WASSERSTOFF-BASIERTE REDUKTION VON EISEN	11
ABBILDUNG 6: GEPLANTE DIREKTREDUKTION VON EISENOXID MIT WASSERSTOFF IN HAMBURG AUF BASIS VON (HÖLLING ET AL., 2017)	12
ABBILDUNG 7: SUBSTITUTION VON ERDGAS MIT WASSERSTOFF ALS REDUKTIONSMITTEL FÜR KUPFER (QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG AUF BASIS (AURUBIS AG, 2022)).	14
ABBILDUNG 8: KOSTENVERGLEICH ERDGAS- UND WASSERSTOFFBASIERTE REDUKTION VON KUPFER IN €/T16	
ABBILDUNG 9: PROZESSSCHEMA ZUR PRODUKTION VON GRÜNEM AMMONIAK.....	19
ABBILDUNG 10: KOSTENVERGLEICH ERDGAS UND WASSERSTOFF-BASIERTE HERSTELLUNG VON AMMONIAK	20
ABBILDUNG 11: PROZESSSCHEMA ZUR PRODUKTION VON METHANOL UND PETROCHEMISCHEN ERZEUGNISSEN ÜBER (1) DEN FISCHER-TROPSCH-PFAD UND (2) DEN METHANOL-PFAD (DAC: DIRECT AIR CAPTURE)).....	23
ABBILDUNG 12: KOSTENVERGLEICH ERDGAS UND WASSERSTOFF-BASIERTE HERSTELLUNG VON METHANOL (PREIS FÜR GRÜNES CO ₂ : 125 €/T _{CO2}).....	24
ABBILDUNG 13: VERTEILUNG DES WASSERSTOFFBEDARFS AUF DIE VERSCHIEDENEN INDUSTRIESEKTOREN BZW. INDUSTRIELLEN ERZEUGNISSE IN DEUTSCHLAND.....	29
ABBILDUNG 14: VERTEILUNG DES WASSERSTOFFBEDARFS AUF DIE VERSCHIEDENEN INDUSTRIESEKTOREN BZW. INDUSTRIELLEN ERZEUGNISSE IN DER MODELLREGION.....	29
ABBILDUNG 15: ANORDNUNG VON WASSERSTOFFBEDARFEN (DEUTSCHLAND) INDUSTRIELLER ERZEUGNISSE NACH NOTWENDIGEN GRÜNEN WASSERSTOFFPREISEN ZUR WIRTSCHAFTLICHKEIT GEGENÜBER ERDGAS (SZENARIO „GASPRESBREMSE“)	31
ABBILDUNG 16: ANORDNUNG VON WASSERSTOFFBEDARFEN (MODELLREGION) INDUSTRIELLER ERZEUGNISSE NACH NOTWENDIGEN GRÜNEN WASSERSTOFFPREISEN ZUR WIRTSCHAFTLICHKEIT GEGENÜBER ERDGAS (SZENARIO „GASPRESBREMSE“)	32

III. Literaturverzeichnis

- AGEB, 2021. Bilanz 2019 (Excel Tabelle). AG Energiebilanzen e.V. (AGEB).
- Agora Energiewende, 2019. Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikooptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin.
- ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022. Über uns- ArcelorMittal Hamburg GmbH.
- ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022a. Hamburg: Wasserstoff-Projekt mit konkreter Planung.
- ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2022b. Steel4Future- Hamburg.
- Aurubis AG, 2022. Umweltbericht 2022 - Umweltschutz im Aurubis-Konzern (Umweltbericht). Hamburg.
- Aurubis AG, 2021. FOKUS Nachhaltigkeit: Aurubis veröffentlicht umfangreichen Nachhaltigkeitsbericht: Pressemitteilung. Aurubis AG.
- BAFA, 2022. Entwicklung der Brutoraffinerieerzeugung (1995 – 2021). Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
- BAFA, 2021. Informationsblatt CO₂-Faktoren (Merkblatt). Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
- Bannert, J., Jens-Eric Von Düsterlho, Heybrock, B., 2023. Grüner Wasserstoff für die Energiewende – Potentiale, Grenzen und Prioritäten. Teil 3: Wasserstoffanwendung im Verkehrssektor. Unpublished.
- Bleck, W., Moeller, E. (Eds.), 2018. Handbuch Stahl: Auswahl, Verarbeitung, Anwendung. Hanser, München.
- BMWi, 2020. Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Boulamanti, A., Moya, J.A., 2017. Production costs of the chemical industry in the EU and other countries: Ammonia, methanol and light olefins. *Renew. Sustain. Energy Rev.* Volume 68. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.021>
- Brough, D., Jouhara, H., 2020. The aluminium industry: A review on state-of-the-art technologies, environmental impacts and possibilities for waste heat recovery. *Int. J. Thermofluids* 1–2, 100007. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2019.100007>
- Bundesamt für Justiz, 2019. Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG).
- BWI, 2018. Wasserstoff-Elektrolyseanlage stabilisiert das Stromnetz. Behörde für Wirtschaft und Innovation.
- C4C, 2023. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Chemistry4Climate, Verband der Chemischen Industrie, Verein Deutscher Ingenieure.
- CAMPFIRE, 2023. CAMPFIRE Projekt-homepage.
- Christoph Hank, Marius Holst, Connor Thelen, Sven Längle, Achim Schaadt, Tom Smolinka, 2023. Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries.
- Concawe, 2022. E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050. Concawe.
- DEHSt, 2023. DEHSt - Presse - Rekordeinnahmen im Emissionshandel: Über 13 Milliarden Euro für den Klimaschutz. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt).
- DEHSt, 2022. Treibhausgasemissionen 2021: Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2021). Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Berlin.
- DEHSt, 2021. Treibhausgasemissionen 2020: Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland

- (VET-Bericht 2020). Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Berlin.
- DEHSt, 2020. Treibhausgasemissionen 2019: Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Berlin.
- dena, 2023. transition 23 - Das Energiewendemagazin der dena. Deutsche Energie-Agentur (dena).
- dena, 2018. dena-Factsheets: PowerFuels. Deutsche Energie-Agentur.
- DLR, 2022. Zukünftige maritime Treibstoffe und deren mögliche Importkonzepte. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR).
- E-Bridge, 2023. Hydrex & HydrexPLUS - Die Preisindizes für Wasserstoff. E-Bridge Consulting.
- EEX, 2023. EEX Wasserstoff-Index HYDRIX. EEX.
- Eurostat, 2023. Preise Gas für Nichthaushaltskunde, ab 2007 - halbjährliche Daten (Datensatz No. NRG_PC_203).
- Fraunhofer ISI, 2021. Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) - Entwurf. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI).
- Freudenberger, J., Heilmaier, M., 2020. Materialkunde der Nichteisenmetalle und -legierungen. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
- Gargul, K., Małeck, S., Włodarczyk, M., 2013. Reducing agents in fire refining of copper - analysis of the reduction process and its costs Journal: Rudy i Metale Nieżelazne.
- Güttel, R., Turek, T., 2021. Chemische Reaktionstechnik. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
<https://doi.org/10.1007/978-3-662-63150-8>
- Heintz, A., 2017. Thermodynamik. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
<https://doi.org/10.1007/978-3-662-49922-1>
- Holcim Deutschland Gruppe, 2021. Umweltbericht Zement 2020 Holcim Deutschland Gruppe Werk Lägerdorf mit Mahl- und Mischwerk Bremen.
- Hölling, M., Grasenack, M., Jürgens, L., Schäfers, H., 2021. Projektbericht "Windstahl aus Norddeutschland" (WiSaNo).
<https://doi.org/10.13140/RG.2.2.12721.10084>
- Hölling, M., Weng, M., Gellert, S., 2017. Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. Stahl Eisen 47–53.
- H&R, 2022. The NextGate - zukunftsweisendes Demonstrationsprojekt in Hamburg. H&R GmbH & Co. KGaA.
- Hydrogen Council, 2020. Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective.
- Hydrogen Europe, 2023. CLEAN AMMONIA IN THE FUTURE ENERGY SYSTEM.
- IEA, 2021. Is carbon capture too expensive? IEA.
- IPPC, 2007. Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers, Integrated Pollution Prevention and Control. European Commission.
- Kircher, M., Schwarz, T. (Eds.), 2020. CO₂ und CO - Nachhaltige Kohlenstoffquellen für die Kreislaufwirtschaft. Springer Spektrum, Berlin [Heidelberg].
- Kohnke, S., 2021. YARA Brunsbüttel the color of Ammonia, Lausitzer Fachkonferenz.

- Kupferverband e.V., 2022. Kupfer Produktionsprozess [WWW Document]. URL <https://kupfer.de/> (accessed 9.12.22).
- Maersk, 2021. Maersk backs plan to build Europe's largest green ammonia facility [WWW Document]. URL <https://www.maersk.com/news/articles/2021/02/23/maersk-backs-plan-to-build-europe-largest-green-ammonia-facility> (accessed 5.23.23).
- Midrex Technologies, Inc., 2021. MIDREX Plants.
- MWV, 2022. mwv-statistiken-raffineriekapazitaeten-kapazitaetserhebung-2020. Mineralölwirtschaftsverband e.V.
- Neubauer, N., 2023. Model-Based Techno-Economic Optimization of Grid Serving Electrolyzers on an Industrial Scale.
- PCE, 2021. Cracker Capacity. Petrochemicals Europe.
- PENPET, 2021a. News Ethylen Dezember 2021. PENPET Petrochemical Trading GmbH.
- PENPET, 2021b. News Propylen Dezember 2021. PENPET Petrochemical Trading GmbH.
- Raffinerie Heide, 2022. Entwicklung von grünem Wasserstoff in der Raffinerie Heide rückt einen Schritt näher – Raffinerie Heide %.
- Raffinerie Heide, 2018. KEROSyN100: In die Luft mit grünem Kraftstoff.
- Ratvik, A.P., Mollaabbasi, R., Alamdari, H., 2022. Aluminium production process: from Hall-Héroult to modern smelters. ChemTexts 8, 10. <https://doi.org/10.1007/s40828-022-00162-5>
- Ren, T., Patel, M.K., Blok, K., 2008. Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO₂ emissions and production costs. Energy Volume 33. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.01.002>
- Röben, F.T.C., Schöne, N., Bau, U., Reuter, M.A., Dahmen, M., Bardow, A., 2021. Decarbonizing copper production by power-to-hydrogen: A techno-economic analysis. J. Clean. Prod. 306, 127191. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127191>
- Rohland, B., 2009. Massenbilanzierung der Anodenöfen einer Kupferprimärhütte (Diplomarbeit). Montanuniversität Leoben - University of Leoben, Leoben.
- Ruppert, J., Wagener, C., Palm, S., Scheuer, W., Hoenig, V., 2020. Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie. Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau.
- Schlemme, J., Schimmel, M., Achtelik, C., 2019. Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie (Bericht an Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). Navigant, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE).
- Schütte, C., Neubauer, N., Röben, F., Hölling, M., Genz, L., Edens, T., Schweininger, K., 2022. Decarbonization of the Metal Industry in Hamburg – Demand, Efficiency and Costs of Green Hydrogen. Presented at the European Energy Markets 2022, Ljubljana.
- Sens, L., Piguel, Y., Neuling, U., Timmerberg, S., Wilbrand, K., Kaltschmitt, M., 2022. Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area. Energy Convers. Manag. 265, 115742. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115742>

- SPD, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN, FDP, 2022. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen. Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP. Deutscher Bundestag. Drucksache 20/4685. 20. Wahlperiode. Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD); BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN; Freien Demokraten (FDP).
- Stahlinstitut VDEh, 2022. Stahlerzeugung-Roheisen- und Rohstahlerzeugung.
- Statistikamt Nord, 2022a. Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2020. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein.
- Statistikamt Nord, 2022b. Energiebilanz und CO₂-Bilanz für Schleswig-Holstein 2020. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein.
- Tiefenthaler, J., Braune, L., Bauer, C., Sacchi, R., Mazzotti, M., 2021. Technological Demonstration and Life Cycle Assessment of a Negative Emission Value Chain in the Swiss Concrete Sector. *Front. Clim.* 3, 729259.
<https://doi.org/10.3389/fclim.2021.729259>
- TRIMET Aluminium SE, 2022. Primärproduktion in Hamburg.
- UBA, 2022. Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2021 nach KSG. Emissionsübersichten in Sektoren. Umweltbundesamt (UBA).
- UBA, 2016. Power-to-Liquids: Potentials and Perspectives. Umweltbundesamt (UBA).
- VCI, 2022. Chemiewirtschaft in Zahlen. VCI, Frankfurt am Main.
- VDZ, 2021a. Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien: Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Verein Deutscher Zementwerke (VDZ), Düsseldorf.
- VDZ, 2021b. Zementindustrie im Überblick 2021/2022. Verein Deutscher Zementwerke (VDZ), Düsseldorf.
- VDZ, 2021c. Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2020. Verein Deutscher Zementwerke (VDZ), Düsseldorf.
- VNG, 2023. YARA und VNG kooperieren im Bereich Ammoniak. VNG AG.
- WESTKÜSTE100, 2022. Projekthomepage Reallabor WESTKÜSTE100.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021. Stahlschrott-Außenhandel Statistischer Bericht 2021.
- WV Metalle, 2020. Der Geschäftsbericht der Nichteisen- Metallindustrie 19.20. Wirtschaftsvereinigung Metalle (WV Metalle).
- YARA, 2020. Production capacities by segment. YARA.
- Zhao, R., Nowicki, C., Gosselin, L., Duchesne, C., 2016. Energy and exergy inventory in aluminum smelter from a thermal integration point-of-view: EE balances in smelters. *Int. J. Energy Res.* 40, 1321–1338.
<https://doi.org/10.1002/er.3508>

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

Prof. Dr. Hans Schäfers
Department Umwelttechnik, Professor für intelligente Energiesysteme und Energieeffizienz,
Leiter CC4E

Dr. Felix Doucet, Lucas Jürgens, Carsten Schütte
Wissenschaftliche Mitarbeiter NRL

Hagen Barkow, Nicolas Neubauer, Britta Heybrock, Nanke Jensen
Studentische Mitarbeiter*innen NRL



CC4E/HAW Hamburg
Steindamm 96
20099 Hamburg

Layout & Grunddesign: Dr. Sandra Meyer-Ghosh, Christian Schneider, Nina Laskowski
Grafiken: Frederik Engelbrecht

Das CC4E

Das Competence Center für Erneuerbare Energien und EnergieEffizienz (CC4E) ist eine zentrale wissenschaftliche Einrichtung der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg). Entwickelt werden praxisnahe Lösungen für ein breites Spektrum an technologischen, gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Problemstellungen – von der Idee bis zur Umsetzung.

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). Das Investitionsvolumen der beteiligten Partner beträgt 300 Mio. Euro. Das NRL ist Teil der Förderinitiative „Reallabore der Energiewende“ und wird mit rund 52 Mio. Euro durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Weitere Fördermittel werden durch das BMDV bereitgestellt. Das NRL versteht sich als aus-baufähige Plattform auch für weitere Projekte.

Webseite: www.norddeutsches-reallabor.de

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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages