



Ariadne-Report

Transformation der energieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe

GEFÖRDERT VOM

KOPERNIKUS
Ariadne **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Autorinnen und Autoren



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



» Dr. Falko Ueckerdt
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Dr. Yvonne Beck
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Diego Bietenholz
Guidehouse



» Andrea Dertinger
Guidehouse



» Dr. Tobias Fleiter
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Dr. Anna Grimm
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Prof. Dr. Gunnar G. Luderer
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Marius Neuwirth
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung



» Adrian Odenweller
Potsdam-Institut für
Klimafolgenforschung



» Thobias Sach
Guidehouse



» Matthias Schimmel
Guidehouse



» Dr. Luisa Sievers
Fraunhofer-Institut für System-
und Innovationsforschung

Die Autorinnen und Autoren bedanken sich bei Dr. Matthias Rehfeldt, Dr. Sascha Samadi, Dr. Clemens Schneider, Dr. Philipp Jäger, Prof. Dr. Christian Flachsland, Prof. Dr. Ottmar Edenhofer, Lucien Genge, Dr. Lukas Gast, Anke Hofmann, Prof. Dr. Tom Brown, Dr. Johannes Hampp, Prof. Dr. Florian Egli und Zaffar Hussain für ihre hilfreichen Anmerkungen und Kommentare.

Dieses Papier zitieren:

Philipp C. Verpoort, Falko Ueckerdt, Yvonne Beck, Diego Bietenholz, Andrea Dertinger, Tobias Fleiter, Anna Grimm, Gunnar Luderer, Marius Neuwirth, Adrian Odenweller, Thobias Sach, Matthias Schimmel, Luisa Sievers (2024): Transformation der engerieintensiven Industrie. Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
<https://doi.org/10.48485/pik.2024.019>

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren:

Philipp C. Verpoort, philipp.verpoort@pik-potsdam.de

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

Nutzungsrechte:

Alle Teile dieses Dokuments sind lizenziert unter der Creative Commons Attribution 4.0 International Lizenz. Eine Kopie dieser Lizenz kann online abgerufen werden:
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Bei der Nutzung des Textes sind alle Autorinnen und Autoren zu nennen. Bei der Nutzung der Abbildungen sind die jeweils gekennzeichneten Rechteinhaber zu nennen.

Herausgeben von

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

Dezember 2024

Bildnachweis

Titel: [sornthanashatr](#) / Adobe Stock

INHALT

Kernbotschaften	1
1. Motivation und Zielsetzung dieses Berichts	2
2. Einführung und Überblick: der Renewables Pull im Kontext weiterer Faktoren für und gegen den Import grüner Grundstoffe	5
2.1 Privatwirtschaftliche Ebene: Unternehmen und Markt	5
2.2 Politische Interventionsebene: Instrumente und Regulatorik	9
2.3 Gesellschaftliche Ebene: Ziele und Abwägung	13
3. Quantifizierung des Renewables Pulls für die Stahl- und Chemiebranche (Flachstahl, Harnstoff, Ethylen)	16
3.1 Berechnung der Verlagerungseinsparung	17
3.2 Fiskalische Kosten eines möglichen Green-Relocation-Schutzes	18
4. Derzeitige Bedeutung energieintensiver Industrien für die deutsche Volkswirtschaft	21
4.1 Energieanteil der energieintensiven Industrien	22
4.2 Abgrenzung der Stahl- und Chemiebranche aus makroökonomischer Perspektive	27
4.3 Die direkte volkswirtschaftliche Bedeutung der Stahl- und Chemiebranche	27
4.4 Die volkswirtschaftliche Bedeutung der nachgelagerten Wirtschaftszweige	28
4.5 Auswirkungen eines Strukturwandels hin zu mehr Importen für nachgelagerte Wirtschaftszweige	29
4.6 Fazit zur makroökonomischen Bedeutung der Grundstoffproduktion (Stahl und Chemie) für die deutsche Volkswirtschaft	31
5. Aktuelle Entwicklungen zu industrieller Verlagerung	33
5.1 Produktionsdrosselung, Kapazitätsabbau, Schließung und Verlagerung deutscher Grundstoffproduktion	33
5.2 Markthochlauf von grünen Produkten	35
6. Branchenspezifische Betrachtungen (Stahl, Ammoniak, HVCs)	43
6.1 Stahl	43
6.2 Ammoniak und N-Düngemittel	49
6.3 High-Value Chemicals (HVCs)	54
7. Zusammenfassung, Diskussion und Schlussfolgerungen	60
8. Fazit	65
Glossar	67
Literaturangaben	69

KERNBOTSCHAFTEN

- ▷ Deutschland hat höhere Produktionskosten für grünen Strom, grünen Wasserstoff und wasserstoffbasierte industrielle Grundstoffe (insbesondere Stahl und Grundchemikalien) im Vergleich zu Ländern mit besseren Potenzialen für Erneuerbare Energien. Diese Energiekostennachteile werden sich in Deutschland und weltweit schrittweise in Anreize für eine teilweise Verlagerung von besonders energieintensiven Produktionsschritten ins Ausland übersetzen (sog. „Renewables Pull“).
- ▷ Diese Kostennachteile Deutschlands können größtenteils ausgeglichen werden, indem energieintensive Vorprodukte (z. B. Roheisen, Ammoniak, Methanol) von zukünftig liquiden grünen Weltmärkten an deutsche Industriestandorte importiert werden, sodass die bestehenden Wertschöpfungsketten in nachgelagerter (Downstream-)Produktion erhalten bleiben könnten.
- ▷ Die Transformation und der langfristige Erhalt der Stahl- und Chemieindustrie in Deutschland auf Basis von Wasserstoffimporten per Schiff würde hingegen aufgrund hoher Effizienzverluste und resultierender Kosten sehr teuer werden und erscheint zunehmend unplausibel.
- ▷ Ein zielgerichteter und kontrollierter Strukturwandel könnte langfristig Wettbewerbsfähigkeit sichern und den kurzfristigen Verlust von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung begrenzen. Durch den Wegfall von nur den ersten energieintensiven verarbeitenden Schritten in der Wertschöpfungskette könnte die Weiterverarbeitung in der Stahl- und Chemieindustrie und in den nachgelagerten Wirtschaftszweigen langfristig in Deutschland erhalten bleiben.
- ▷ Deutschland und die EU brauchen eine Gesamtstrategie zu grünen Importen und Industrietransformation, um teure private und öffentliche Fehlinvestitionen, spätere Disruptionen und kostspielige Lock-ins zu minimieren. Debatten und Abwägungen zu einer solchen Strategie sollten auf Grundlage einer strukturierten Analyse der politischen Zielkonflikte und Tradeoffs erfolgen.

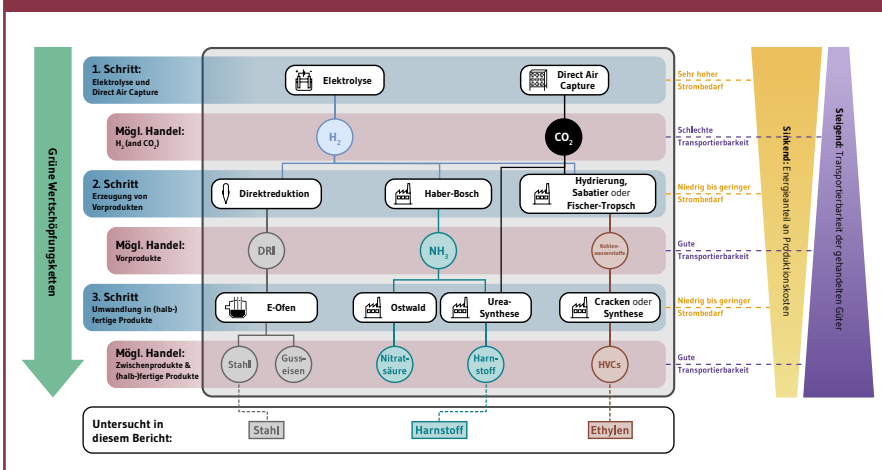
1. MOTIVATION UND ZIELSETZUNG DIESES BERICHTS

Im Zuge der Transformation hin zu Klimaneutralität und der resultierenden Abkehr von fossilen Rohstoffen und Energieträgern werden die Verfügbarkeit und Kosten erneuerbaren Stroms zunehmend zu einem wichtigen Standortfaktor für energieintensive Industriezweige, unter anderem für die Stahl- und Chemieindustrie. Mittel- bis langfristig ist zu erwarten, dass andere Weltregionen erneuerbaren Strom unter (teilweise deutlich) besseren Bedingungen bereitstellen werden können

als Deutschland und Europa, was sich vor allem in entsprechend niedrigeren Preisen von Strom und grünen Energieträgern bemerkbar machen wird (Faschi und Breyer 2020; Hampp, Düren, und Brown 2023; Betak u. a. 2020). Dieser Standortnachteil könnte den Import grüner Vorprodukte und halbfertiger Produkte aus Ländern mit besserer Verfügbarkeit an erneuerbarem Strom anregen. Ziel dieses Berichtes ist es zu untersuchen, ob und unter welchen Bedingungen eine solche „grüne Verlagerung“ (engl. „Green Relocation“) stattfinden kann, mit welchen gesellschaftlichen Konsequenzen diese verbunden wäre (mit Fokus auf die Perspektive Deutschlands als potenzielles Abwanderungsland) und mit welchen politischen Instrumenten sie gegebenenfalls verhindert oder gesteuert werden könnte.

Schon immer waren Energiepreise ein wesentlicher Standortfaktor für energieintensive industrielle Produktion. Nicht zuletzt die günstige Verfügbarkeit von Kohle und Erdgas hat jahrzehntlang eine ausgeprägte energieintensive Industrie in Deutschland ermöglicht. Noch immer ist der Industriestandort Deutschland von der durch den russischen Angriffskrieg hervorgerufenen Energiekrise betroffen, was bereits zur Drosselung und Stilllegung energieintensiver Anlagen geführt hat (s. Kapitel 5). Die deutschen Erdgaspreise sind im Jahr 2023 zwar wieder deutlich gefallen (wenn auch nicht auf das Vorkrisenniveau) und mittelfristig besteht die Hoffnung, dass die

Abbildung 1: Entstehende grüne Wertschöpfungsketten in den Branchen Stahl und Chemie und Produktionsschritte, Stoffflüsse und Optionen für den Handel
Quelle: Verpoort u. a. (2024)



Die Defossilisierung energieintensiver Wertschöpfungsketten in den Branchen Stahl und Chemie beruht wesentlich auf der Produktion und Nutzung klimaneutraler Grundstoffe, die mit erneuerbarem Strom hergestellt werden. Die gezeigten Wertschöpfungsketten starten mit der Wasserelektrolyse zur Produktion grünen Wasserstoffs und, im Falle von Harnstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen, Direct Air Capture (DAC) zur Gewinnung von CO₂ atmosphärischen Ursprungs. Unter Einsatz dieser Grundbausteine (sowie Eisenerz und Stickstoff) können die Vorprodukte Direct-reduced Iron (DRI, im Dt. direkt reduziertes Eisen oder auch Eisenschwamm), Ammoniak und einfache Kohlenwasserstoffe (wie Methanol, Methan, grünes Naphtha) erzeugt werden. Hieraus werden abschließend die (halb-)fertigen Produkte Stahl, Gusseisen, Düngemittel (Harnstoffe, Nitratsalze) und High-Value-Chemicals (HVCs; Olefine und Aromaten) hergestellt. Während der Anteil der Energiekosten in den betrachteten Wertschöpfungsketten tendenziell abnimmt, nimmt die Transportierbarkeit der handelbaren Güter tendenziell zu. In der grünen Stahlwertschöpfungskette kann DRI zu Hot Briquetted Iron (HBI) kompaktiert und somit leicht transportierbar gemacht werden.

Energienachfrage der Industrie durch erneuerbaren Strom kostengünstig gedeckt werden kann. Dennoch stellt sich mittel- bis langfristig die Frage, wie sich die Preise für erneuerbare Energieträger in Deutschland und Europa im Vergleich zum Rest der Welt entwickeln werden. Während die regionale Variabilität der Verfügbarkeit fossiler Energieträger (Kohle, Erdöl, Erdgas) in der Vergangenheit durch internationalen Handel abgedämpft werden konnte, sind die wichtigsten grünen Energieträger, nämlich Strom aus Erneuerbaren Energien (EE-Strom) und Wasserstoff (H₂), bedeutend schwieriger zu transportieren. Die resultierenden Energiepreisdifferenzen können substanzial ausfallen und einen Anreiz für den Import grüner Grundstoffe darstellen. Für diesen Anreiz hat sich der Begriff „Renewables Pull“ etabliert (Samadi u. a. 2021).

Der Renewables Pull wird zukünftig sowohl für vergleichsweise EE-arme Industrieländer (neben Deutschland z. B. auch Japan oder Südkorea) als auch für mögliche EE-reiche Exportländer der Zukunft (z. B. Australien, Chile, Kanada, Namibia) an Relevanz gewinnen. Diese Entwicklung wird getrieben durch nationale und internationale Klimapolitik, die zunehmend Anreize für den Aufbau grüner Produktion setzt und graue Produktion¹ durch Emissionshandel und Grenzausgleichsmechanismen nicht nur in Europa, sondern auch in anderen Ländern unattraktiver macht. Der vorliegende Bericht nimmt jedoch primär eine deutsche und europäische Perspektive ein und betrachtet vor allem die Frage vom Import grüner Grundstoffe aus dem europäischen und nicht-europäischen Ausland nach Deutschland sowie aus dem Rest der Welt nach Europa. Viele der Konzepte und die technoökonomischen Analysen gelten jedoch unabhängig von spezifischen Regionen und lassen sich entsprechend verallgemeinern. Während sich viele Debatten in Forschung, Politik und Öffentlichkeit derzeit verständlicherweise vorrangig dem Wettbewerb von grüner mit grauer Produktion und im Kontext internationalen Handels den Themen Carbon Leakage und Carbon-Border-Adjustment-Mechanismen (CBAM) widmen, betrachtet der

vorliegende Bericht das noch unzureichend untersuchte Thema des Wettbewerbs von grüner mit grüner Produktion zwischen globalen Regionen.

Während alle energieintensiven Industrien vom Renewables Pull betroffen sind, liegt der Fokus dieses Berichtes auf den derzeit entstehenden klimaneutralen Wertschöpfungsketten ausgewählter industrieller Grundstoffe, die auf dem Einsatz von grünem Wasserstoff beruhen. Dies umfasst vor allem die Branchen Stahl und Chemie, wobei letztere hier noch weiter in stickstoffhaltige (Ammoniak und Düngemittel) und kohlenstoffhaltige Grundchemikalien (einfache Kohlenwasserstoffe und sogenannte High-Value-Chemicals (HVCs)) unterteilt werden. Grund für diesen Fokus ist, dass die klimaneutrale Produktion in diesen Branchen besonders große Mengen an EE-Strom und grünem Wasserstoff erfordern würde, und dass sich hier konkurrierende Optionen für den Import grüner Energieträger, Zwischenprodukte und (halb-)fertiger Produkte ergeben (s. Abbildung 1). Zukünftige Forschungsarbeiten sollten auch die Rolle weiterer Grundstoffe betrachten, deren Produktion nicht (zwingend) auf Wasserstoff angewiesen ist (wie Aluminium, Kupfer, Zement, Kalk, Glas, Papier, Silizium oder Keramik), sowie auch allgemein das energieintensive verarbeitende Gewerbe.

Internationale akademische Literatur umfasst Untersuchungen von globalen Stahlexporten aus Australien (Gielen u. a. 2020) und Südafrika (Trollip, McCall, und Bataille 2022), globale Suchen nach optimalen Produktionsstandorten (Devlin und Yang 2022; Devlin u. a. 2023) sowie dem globalen Handel mit Ammoniak (Salmon und Bañares-Alcántara 2021; Fasihi u. a. 2021), E-Fuels, und E-Chemikalien (Galimova, Fasihi, u. a. 2023; Galimova, Ram, u. a. 2023; Lopez u. a. 2024). Diese Studien schlussfolgern alle zu unterschiedlichem Grad, dass der Export industrieller Grundstoffe aus EE-reichen Regionen aufgrund niedrigerer Kosten und höherer Wettbewerbsfähigkeit mit fossiler Produktion und mit alternativen (weniger gut geeigneten) grünen Produktionsstandorten vorteilhaft sein kann. In

der deutschen Debatte gaben Samadi u. a. (2021; 2023) eine umfassende Einführung in das Thema Renewables Pull und zeigten anhand von Ankündigungen aus der Privatwirtschaft, dass der Renewables Pull bereits heute existierende Investitionsentscheidungen beeinflusst (vgl. Kapitel 5). Schneider (2022) verglich konkurrierende Standortfaktoren der Stahlindustrie innerhalb Nordwesteuropas im Kontext der Transformation vom Hochofenstahl zur Wasserstoffwirtschaft und schlussfolgerte, dass Standortverlagerungen zur besseren Integration von Walzwerken wahrscheinlich sind. Egerer u. a. (2024) zeigten Abschätzungen der Produktionskostendifferenzen konkurrierender Importoptionen in grünen Wertschöpfungsketten (ähnlich zu den hier gezeigten, vgl. Kapitel 3). Ein Bericht von Frontier Economics und IW Consult im Auftrag des Dezernats Zukunft (Bähr u. a. 2023) schlussfolgert ebenfalls, dass Deutschland zukünftig große Energiekostennachteile aufgrund schlechter EE-Potenziale und hoher Opportunitätskosten haben wird, und dass Wasserstoffimporte per Schiff die teuerste Produktionsroute für grüne Grundstoffe sind. Laut diesem Bericht befürchteten zudem 80 % aller befragten Unternehmen und 93 % der Unternehmen mit hohem Bezug energieintensiver Grundstoffe Nachteile für den Standort Deutschland. Eine internationale Unternehmensbefragung von Eicke, Kramer, und Quitzow (2023) zeigten zudem, dass Unternehmen die Kosten von EE-Strom als wichtigsten Standortfaktor für zukünftige Investitionen bewerten. Jäger betonte die Herausforderung hoher Wasserstofftransportkosten für Europas energieintensive Industrien (Jäger 2022) und argumentierte, dass der ökonomische Wert und die Resilienzvorteile des vollständigen Erhalts jener Industrien überschätzt werden und der Fokus auf eine Senkung der Energiepreise zu kurz greift (Jäger 2023). Kapitel 2 und 3 dieses Berichts beruhen auf einem Fachartikel, der im April 2024 in Nature Energy veröffentlicht wurde (Verpoort u. a. 2024). Dieser vergleicht marginale Kosteneinsparungen entlang der Wertschöpfungsketten von Stahl, Harnstoff und Ethylen für mögliche Importoptionen industrieller Grundstoffe und bündelt diese in ein allge-

meines Bewertungsschema von privatwirtschaftlichen, regulatorischen und gesellschaftlichen Faktoren für und gegen den Import grüner Grundstoffe ein.

Insgesamt gibt es also bereits reichlich Literatur, die die Frage einer grünen Industrieverlagerung behandelt. Ziel dieses Berichtes ist es, zunächst eine umfassende Einführung in die Thematik im deutschen Kontext zu geben. Darauf aufbauend wird der Politik und den betroffenen Unternehmen ein Leitfaden zur Beantwortung der dabei anstehenden Fragen an die Hand gegeben, ein detaillierter Blick in die wahrscheinlich betroffenen Branchen der Stahl- und Chemieindustrie geworfen und zentrale Handlungsempfehlungen für die Politik abgeleitet.

Dazu starten wir in Kapitel 2 mit einer Kontextualisierung der Energiekostenvorteile mit weiteren privatwirtschaftlichen, regulatorischen und gesellschaftlichen Faktoren für und gegen den Import grüner Grundstoffe und erörtern ein Gesamtsystem zur Bewertung des Effektes und verschiedener Handlungsmöglichkeiten. Nach dieser branchenübergreifenden Einführung der Konzepte und Argumente fokussieren wir uns im Rest des Berichts auf die grünen Wertschöpfungsketten Stahl, Ammoniak (beziehungsweise Düngemittel) und HVCs. In Kapitel 3

quantifizieren wir die Energiekosteneinsparung zusammen mit Differenzen in Transport- und Finanzierungskosten für unterschiedliche Optionen zur geografischen Aufteilung der grünen Wertschöpfungsketten. Um die Größenordnung der fiskalischen Kosten einer möglichen Gegensubventionierung einordnen zu können, berechnen wir den Gesamtförderbedarf für einen „Green-Relocation-Schutz“, ohne damit für oder gegen solche Förderungen zu argumentieren. In Kapitel 4 beleuchten wir die derzeitige makroökonomische Bedeutung jener vom Renewables Pull betroffenen Grundstoffindustrien sowie der von diesen Grundstoffen abhängigen nachgelagerten Wirtschaftszweige. Kapitel 5 gibt einen Überblick zu aktuellen Entwicklungen bezüglich Abwanderung industrieller Wertschöpfung (aufgrund des Renewables Pull, aber auch aufgrund der Erdgaspreiskrise) sowie bezüglich dem Hochlauf internationaler Märkte für grüne Grundstoffe. In Kapitel 6 kombinieren wir die zuvor gewonnenen Erkenntnisse mit spezifischen Details für die drei untersuchten Branchen und leiten sektorspezifische Ergebnisse ab. In Kapitel 7 fassen wir die Ergebnisse der vorigen Kapitel zusammen und leiten daraus Schlussfolgerungen für die Politik ab. Abschließend ziehen wir ein Fazit in Kapitel 8.

2. EINFÜHRUNG UND ÜBERBLICK DER RENEWABLES PULL IM KONTEXT WEITERER FAKTOREN FÜR UND GEGEN DEN IMPORT GRÜNER GRUNDSTOFFE

Das übergeordnete Ziel dieses Berichtes ist die Untersuchung des möglichen Imports ausgewählter grüner Vorprodukte und Grundstoffe (beziehungsweise der grünen Verlagerung der zugehörigen Grundstoffproduktion) angereizt durch Kostenvorteile bei erneuerbarem Strom und davon abgeleiteten Energieträgern im Ausland (Renewables Pull). Neben Energiekosten gibt es jedoch viele weitere Faktoren, die Einfluss auf Investitionsentscheidungen für den Bau grüner Produktionskapazitäten haben. Die nachfolgenden Unterkapitel und die Visualisierung in Abbildung 2 ordnen diese Faktoren in drei Ebenen ein: 1. eine privatwirtschaftliche Ebene, 2. eine Interventions-ebene und 3. eine gesellschaftliche Ebene. Diese Einordnung stellt eine wichtige Voraussetzung für weitere Analysen dar und erlaubt eine strukturierte Debatte, die anhand dreier Leitfragen erfolgen kann:

1. Basierend auf dem Renewables Pull und weiteren rein privatwirtschaftlichen Faktoren, würde sich ein Import grüner Vorprodukte oder Grundstoffe einstellen?
2. Gibt es derzeit geplante, bereits implementierte oder zukünftig denkbare politische Interventionsmöglichkeiten, die Entscheidungen bezüglich des Imports grüner Grundstoffe zusätzlich beeinflussen könnten?

3. Wie sind konkurrierende gesellschaftliche Ziele in Bezug auf grüne Grundstoffimporte zu bewerten? Resultieren aus der Abwägung dieser Ziele neue/angepasste politische Interventionen?

Die Diskussion in diesem Kapitel erfolgt branchenübergreifend und wird im Kapitel 6 branchenspezifisch für Stahl, Ammoniak und HVCs vertieft.

2.1 Privatwirtschaftliche Ebene: Unternehmen und Markt

Grüne Grundstoffimporte sind das Ergebnis privatwirtschaftlicher Investitionsentscheidungen, die durch die Energiekosteneinsparungen, aber auch eine Vielzahl weiterer verstärkender und ver hindernder Faktoren beeinflusst werden. Diese Faktoren lassen sich grob unterscheiden in „harte“ Faktoren, deren Effekte sich direkt in Änderungen der Produktionskosten bemessen lassen, und „weiche“ Faktoren, deren Effekte schwer oder nicht direkt quantifizierbar sind. Harte Faktoren, die in den quantitativen Kostenabschätzungen in Kapitel 3 berücksichtigt werden, umfassen Energiekosten, Transport- und Finanzierungskosten². Zusammengefasst ergibt sich daraus eine quantifizierbare „Verlagerungseinsparung“ bei den Produktionskosten:

² In diesem Bericht berücksichtigen wir Unterschiede der Finanzierungskosten nur bei der Wasserelektrolyse und bei Industrieprozessen. Unterschiede bei der Finanzierung der EE-Stromerzeugung werden als Teil der Energiekosten abgebildet (vgl. Kapitel 3).

- Verlagerungseinsparung
- = Energiekostenvorteil
- Transportkostennachteil
- Finanzierungskostennachteil

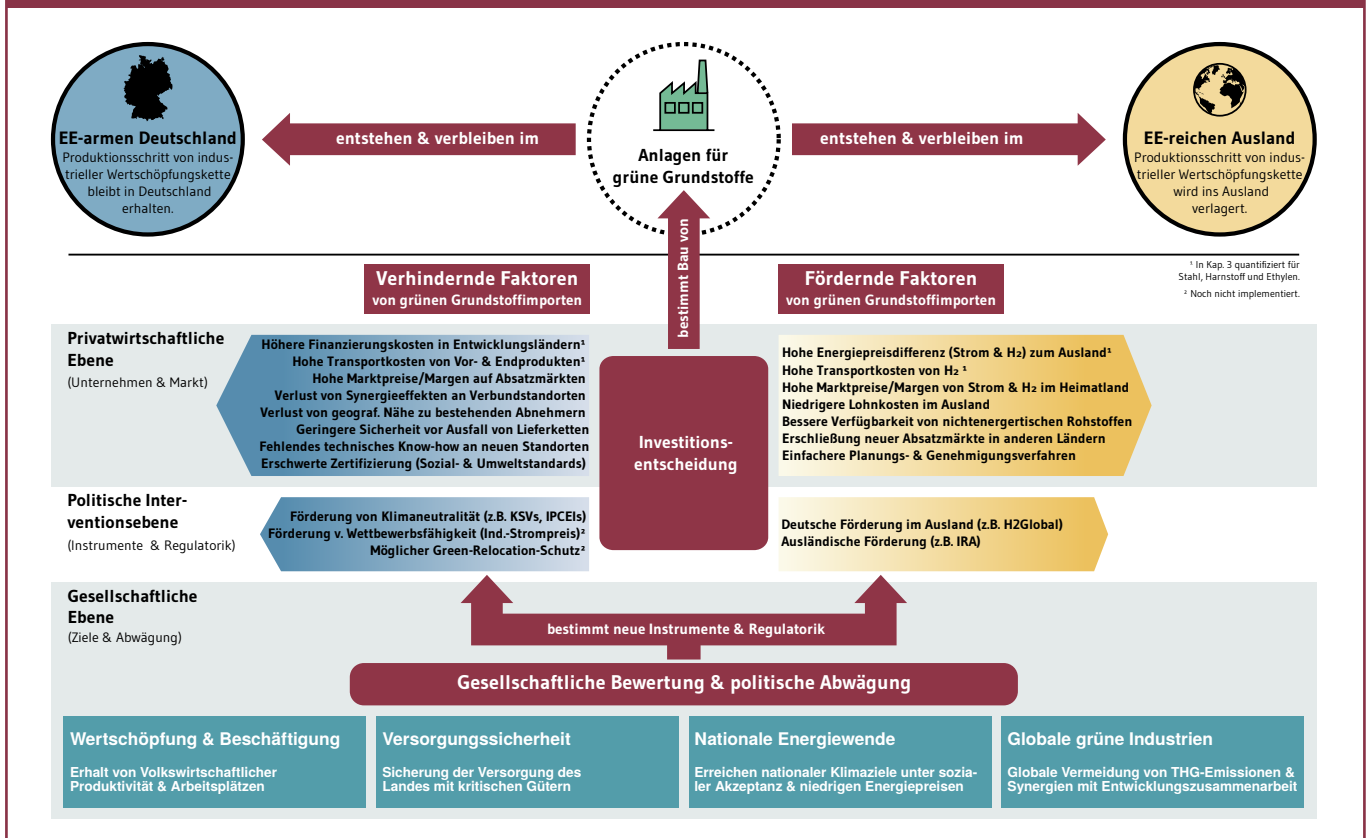
Zusätzlich gibt es eine Reihe von weichen Faktoren, die sich aufgrund großer Unsicherheit, mangelnder Datenbasis und großer Heterogenität zwischen derzeitigen Standorten in Deutschland nur schwer im Rahmen der in Kapitel 3 gezeigten generischen Abschätzungen der Produktionskosten berücksichtigen lassen. Sie werden daher nachfolgend lediglich qualitativ vorgestellt und diskutiert. Vorweggreifend können wir feststellen, dass diese Faktoren typischerweise den Energiekostenvorteilen entgegenwirken. In Kapiteln 6 und 7 diskutieren wir, inwieweit die weichen Faktoren Entscheidungen über grüne Grundstoffimporte beeinflussen und gegebenenfalls die hohen Energiekostenvorteile sogar soweit ausgleichen können, dass sich keine grüne Verlagerung einstellt.

1. Marktpreise (Energie- und Absatzmärkte): Die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Produktion in Deutschland wird nicht nur durch Produktionskosten, sondern auch durch die im jeweiligen Absatzmarkt vorherrschenden Preise bestimmt. Die Arbeitshypothese lautet, dass in Grundstoffmärkten Produkte homogen und der Wettbewerb groß sind. Hierdurch würden sich Marktpreise bilden, die recht nahe an den Produktionskosten liegen, was geringe Produzentenrenten, beziehungsweise knappe Margen für Unternehmen bedeuten würden. Außerdem kann grundsätzlich angenommen werden, dass die Grundstoffindustrie ihren Energiebedarf zu Marktpreisen decken kann, der durch die Grenzkosten des marginalen Produzenten und nicht durch Knappheitspreise gesetzt wird. Diese drei Annahmen (1. Produkthomogenität, 2. hoher Wettbewerb auf Grundstoffmärkten

und 3. Preisbildung auf Energiemärkten) sind jedoch mit Unsicherheiten behaftet:

1. Es wird auch in zukünftigen grünen Grundstoffmärkten hochwertige Spezialstähle oder Kuppelprodukte der Chemieindustrie geben, die sich durch einen hohen Marktpreis und einen geringen Energiekostenanteil an der Wertschöpfung auszeichnen. Wie groß dieses Produktsegment in den jeweiligen Branchen ist, ist schwierig zu erfassen und sollte Thema weiterer zukünftiger Forschung sein. Branchenspezifische Details hierzu finden sich auch in Kapitel 6. In solchen Märkten wird es für Grundstoffproduzenten sehr viel einfacher sein, ihre erhöhten Produktionskosten an Kunden weiterzugeben oder durch ihre Margen zu decken.
2. Die neuen grünen (klimaneutralen

Abbildung 2: Übersichtgrafik zu grünen Grundstoffimporten (bzw. grüner Verlagerung), die durch Energiekostenvorteile angereizt („Renewables Pull“) und durch weitere Faktoren beeinflusst werden. Quelle: Angepasst von Verpoort u.a. (2024)



Grüne Industrieverlagerung wird neben Energiekosten noch durch eine Reihe anderer Faktoren beeinflusst, die hier in drei Ebenen (privatwirtschaftliche, Interventions- und gesellschaftliche Ebene) angeordnet sind. Ob neue grüne Produktionskapazität in EE-armen Industrieländern aufgebaut wird und somit die Produktion industrieller Grundstoffe in jenen Ländern verbleibt oder ob neue grüne Produktionskapazität in EE-reichen Ländern (mit teilweise nicht vorhandener industrieller Produktion) aufgebaut wird, ist das Ergebnis einer privatwirtschaftlichen Investitionsentscheidung, die von betriebswirtschaftlichen Faktoren beeinflusst wird. Zusätzlich können politische Entscheidungsträger die privatwirtschaftlichen Entscheidungen durch Instrumente und Regulatorik beeinflussen, deren Ausgestaltung auf einer Abwägung konkurrierender gesellschaftlicher Ziele beruht.

len und auf EE-Strom beruhenden) Produktionsverfahren befinden sich noch am Anfang ihres Markthochlaufs. Grüne Grundstoffe werden daher voraussichtlich erst nach 2030 in substantiellen Mengen global zur Verfügung stehen. Hieraus ergeben sich große Unsicherheiten für langfristige Marktpreise grüner Grundstoffe, was Schlussfolgerungen über die langfristige Wettbewerbsfähigkeit erschwert. Gleichzeitig können kurz- bis mittelfristig die Preise für grüne Grundstoffe aufgrund geringer Konkurrenz und hoher Zahlungsbereitschaft deutlich höher als die langfristigen marginalen Grenzkosten ausfallen, was das langfristige Risiko mangelnder Wettbewerbsfähigkeit der deut-

lichen Produktion verschleiert. So könnten deutsche Unternehmen mittelfristig noch Vorreiter sein und grüne Grundstoffe in grünen Leitmärkten gewinnbringend absetzen, jedoch langfristig aufgrund von internationalem Wettbewerb und hohem Preisdruck durch ausländische Produzenten mit geringeren Kosten von EE-Strom aus dem Markt verdrängt werden.

3. Auch Marktpreise für Energieträger werden zukünftig eine wichtige Rolle für die Produktionskosten und damit Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Produktion spielen. Energiemärkte sind auch stark durch Wettbewerb geprägt, aber durch Knappheiten könnten Energiepreise sehr viel höher als die marginalen Produktionskos-

ten ausfallen. Zusätzlich können Systemkosten in Form von Netzentgelten unterschiedlich hoch ausfallen, was unter anderem von den lokalen Netzbedarfen (seitens sowohl der Produzenten wie etwa Erneuerbare als auch der Konsumenten wie Haushalte und Industrie) sowie von der politischen Ausgestaltung der Aufteilung dieser Kosten zwischen Endverbrauchern in der zeitlichen (z.B. Bandprivileg), regionalen (z. B. Strompreiszonen) und sektoral (energieintensive Industrie versus nichtenergieintensive Industrie versus Haushalte) Dimension abhängt. Im nächsten Kapitel berücksichtigen wir Systemkosten nur für Strom durch die Annahme einer großen Bandbreite möglicher Strompreise, aber nicht für Wasserstoff, dessen Nachfrage mindestens mittelfristig das Angebot übersteigen dürfte (vgl. Infobox zur Preissetzung am Wasserstoffmarkt).

INFOBOX: PREISSETZUNG AM WASSERSTOFFMARKT

Der Preissetzungsmechanismus eines zukünftigen europäischen Wasserstoffmarkts ist ausschlaggebend für die Wettbewerbsfähigkeit heimischer grüner Industrien. Mittel- bis langfristig ist es wahrscheinlich, dass Wasserstoff über ein europäisches Pipeline-Netz (welches aus dem im Bau befindlichen deutschen Wasserstoff-Kernnetz und dem European Hydrogen Backbone (EHBB) entsteht) von inländischen Produzenten sowie Pipeline- und Schiffsimporten aus dem Ausland zu den Verbrauchern in Deutschland transportiert und verteilt wird. Ein Marktpreis könnte sich dann gemäß der Grenzkosten des marginalen Produzenten einstellen (engl. uniform marginal pricing).

Langfristig wird die heimische Wasserstoffproduktion in Deutschland die höchsten Grenzkosten haben. Wasserstoffimporte per Schiff werden aufgrund hoher Kosten und Effizienzverluste beim Schifftransport wahrscheinlich vergleichbar hohe Grenzkosten aufweisen (vgl. Kapitel 3). Wasserstoffimporte per Pipeline aus Europa (z. B. Skandinavien, Iberische Halbinsel, Großbritannien) oder Nordafrika könnten hingegen die niedrigsten Grenzkosten aufweisen. Sollte sich also eine marginale Preissetzung einstellen, wäre für den Wasserstoffpreis in Deutschland entscheidend, welche Mengen an Wasserstoff von woher und zu welchen Grenzkosten importiert werden. So könnte der Wasserstoffpreis in Deutschland deutlich höher als die durchschnittlichen Produktionskosten ausfallen, wenn die per Pipeline importierten Wasserstoffmengen aus Europa und Nordafrika nicht ausreichen, um die deutsche Nachfrage zu decken, und daher eine Produktions- oder Importoption mit höheren Grenzkosten den Marktpreis setzt.

Ob und wann sich eine marginale Preissetzung einstellen wird, ist jedoch sehr unsicher (Wakim 2022). Beispielsweise wäre es auch möglich, dass Schiffe nur Standorte beliefern, die nicht ans Pipeline-Netz angeschlossen sind. Generell wird es wahrscheinlich nicht den einen Wasserstoffmarkt und -preis geben, sondern fragmentierte Märkte mit Heterogenität und unterschiedlichen Preisen.

2. **Lohnkosten und Verfügbarkeit von Fachkräften:** Obwohl das Lohnniveau direkte Auswirkungen auf die Produktionskosten hat, ist es schwierig, allgemeine quantitative Aussagen zu treffen. Zunächst hängt es davon ab, in welchem Land grüne Grundstoffe potenziell produziert werden könnten. So ist das Lohnniveau im EE-reichen Australien vergleichbar zu Deutschland, wohingegen es in Namibia geringer ausfällt. Allerdings werden für den Betrieb industrieller Anlagen Fachkräfte mit bestimmten technischen Fachkenntnissen benötigt, deren Einstellung in Entwicklungsländern schwierig und mit zusätzlichen Kosten verbunden sein kann. In den Quantifizierungen der Verlagerungseinsparung (s. Kapitel 3) nehmen wir daher gleich hohe Lohnkosten im Ausland wie in Deutschland an. Insgesamt berücksichtigen wir in diesem Bericht lediglich die Arbeitskosten für den direkten Betrieb von Anlagen und vernachlässigen sämtliche weiteren betriebswirtschaftlichen Lohnkosten (z. B. Verwaltung, Vertrieb usw.).

- 3. Synergieeffekte im Verbundstandort:** In Deutschland sind viele der energieintensiven Prozesse in einem Verbund mit anderen Prozessen zusammengeschlossen, woraus sich zahlreiche Vorteile ergeben. Dies gilt etwas weniger für Stahl- oder Ammoniakproduktion, aber umso mehr für die Chemieparks der petrochemischen Industrie, wo Abfall- und Nebenprodukte von einem Prozess in anderen Prozessen weiterverwendet werden können. Zudem können Abwärme und Infrastruktur (z. B. Energieversorgung, Logistik, Transport, etc.) gemeinschaftlich für den gesamten Verbundstandort optimal genutzt werden. Diese Synergieeffekte können große Vorteile für die einzelnen Grundstoffprodukte oder einzelne Unternehmen bedeuten, die sich jedoch nicht unmittelbar in Form von Kosteneinsparungen quantifizieren lassen. Allerdings werden die erwartbaren Vorteile dadurch eingeschränkt, dass mit der Abkehr von fossilen Energieträgern und steigender Elektrifizierung einige Synergieeffekte entfallen (z. B. Abwärme und Nebenprodukte). Dies betrifft vor allem den Chemiesektor, der Erdgas und Rohöl vielfältig als Kraftstoff und Rohstoff nutzt.
- 4. Nähe zu Abnehmern:** Die deutsche Grundstoffindustrie profitiert von geografischer Nähe zu ihren Abnehmern sowie von engen persönlichen Beziehungen. So können Produkte schnell und effizient an sich ändernde Anforderungen der Abnehmer angepasst und Lieferungen zeitlich präzise geplant werden. Wie ausschlaggebend dieser Faktor in den jeweiligen Branchen ist, hängt vor allem von der Homogenität des jeweiligen Grundstoffs ab. Beispielsweise umfasst das Register europäischer Stähle mehr als 2.000 verschiedene Stahlsorten, deren Nachfrage zeitlich und geografisch variiert (WV Stahl, o. J.). In Kapitel 4 greifen wir den Anteil von Importen und Exporten für die Branchen Stahl und Chemie auf, woraus sich die Bedeutung der geografischen Nähe bestehender Lieferbeziehungen teilweise ableiten lässt.
- 5. Lieferkettensicherheit:** Es gibt bestimmte Lieferketten, deren Absicherung im besonderen Interesse der Allgemeinheit liegt, weil sie entweder besonders kritische Güter betreffen (Nahrungsmittel, Trinkwasser, Medikamente, Rüstungsgüter) oder weil ihr Ausfall besonders verheerende Folgen auf die Volkswirtschaft hätte. Dies wollen wir hier jedoch als gesellschaftliches Ziel der Versorgungssicherheit verstehen und später berücksichtigen (s. Kapitel 2.3). Darüber hinaus gilt für alle Lieferketten, dass der vorübergehende oder gar permanente Ausfall zu hohen Verlusten für alle beteiligten Unternehmen führen würde, woraus sich eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für lokale Produktion ergeben kann. Ob ein „Onshoring“ von Produktion tatsächlich die Lieferkettensicherheit erhöht, muss jedoch im Kontext des Kontrafaktums betrachtet werden. So muss bei vielen Verlagerungsfragen nicht entschieden werden, ob importiert wird, sondern was. Deutlich wird dies am Beispiel der Stahlindustrie, die schon heute von Eisenerzimporten abhängig ist. Generell gilt, dass sich homogene, generische Güter weiter „upstream“ in der Wertschöpfungskette (Energieträger oder Vorprodukte wie z.B. Wasserstoff, DRI, Ammoniak oder Methanol) besser ersetzen lassen als heterogene, spezialisierte Güter weiter „downstream“ in der Wertschöpfungskette (Zwischenprodukte oder (halb-)fertige Produkte wie z. B. Stahlhalbzeug, Stickstoffverbindungen oder HVCs). Spezielle Risiken für den Ausfall ausländischer Zulieferer hängen unter anderem von der politischen Stabilität und Rechtsstaatlichkeit des Auslandes, dessen geopolitischen Verhältnis zu Deutschland sowie der technischen und politischen Sicherheit der Transportrouten ab. Risiken für den Ausfall einer gesamten Lieferkette hängen zusätzlich von der Liquidität und Exportdiversität des jeweiligen Marktes ab. Die grüne Grundstoffindustrie befindet sich weltweit derzeit am Anfang, sodass gerade mittelfristig (bis 2040) noch ein geringes Angebot, langfristig (ab 2050) hingegen ein ausgereifter Weltmarkt für grüne Grundstoffe zu erwarten ist. Bei Lieferengpässen könnte eine Substitution zurück zu grauen Produkten erfolgen, was jedoch von der Nachfrageseite und der Verfügbarkeit von grauen Kapazitäten in Deutschland, beziehungsweise am Weltmarkt sowie von deutschen und europäischen Klimaschutzambitionen abhängt.
- 6. Rohstoffverfügbarkeit:** Manche Grundstoffindustrien, insbesondere die Metallindustrien, benötigen mineralische Rohstoffe, die nur in bestimmten Regionen verfügbar sind und gefördert werden (z. B. Eisenerz). Zwar lassen sich solche Rohstoffe international handeln, die direkte Verfügbarkeit nahe dem Produktionsstandort kann trotzdem mit Effizienzvorteilen verbunden sein. Insbesondere entfielen dadurch ein Transportschritt und die damit verbundenen Transportkosten und Lieferkettenrisiken.
- 7. Erschließung neuer Absatzmärkte:** Die Verlagerung grüner Grundstoffproduktion in EE-reiche Länder birgt für die neuen Produktionsstätten das Potenzial, neue Absatzmärkte zu erschließen, die sich in geografischer Nähe befinden. Mittelfristig sind hierfür vor allem Hauptabsatzmärkte für grüne Grundstoffe und Produkte von Bedeutung (beispielsweise China, Japan, Indien oder Südkorea bei Verlagerung in den Nahen Osten sowie USA als Absatzmarkt bei Verlagerung nach Nord- oder Südamerika). Nach deren Markterschließung kann langfristig auch die Nähe zu Schwellenmärkten mit wachsendem Absatzpotenzial, unter anderem auf dem Afrikanischen Kontinent, Verlagerungsentscheidungen beeinflussen.
- 8. Technisches Know-how:** Manche energieintensiven Prozesse erfordern spezielle technische Expertise, die in Deutschland in jahrzehntelanger Arbeit aufgebaut werden musste. Dies umfasst die notwendigen Fähigkeiten und Kenntnisse im weiteren Umfeld des jeweiligen Unter-

nehmens (inkl. z. B. Abnehmer und Zulieferer) sowie Führungspersonal und geht somit über die Fachkräfte zum Betrieb der Anlagen hinaus. Wie relevant dieser Faktor ist, hängt von der Homogenität des jeweiligen Grundstoffes und Qualitätsansprüchen der Weiterverarbeitung ab.

9. Produktzertifizierung: Die deutschen und europäischen Anforderungen an Unternehmen zur Zertifizierung ihrer Produktion wächst stetig, vor allem mit Bezug auf Nachhaltigkeit und Arbeitsbedingungen. Entfallen größere Teile der Produktion auf das Ausland, könnten Zertifizierungsverfahren komplexer und aufwändiger ausfallen.

10. Planungsverfahren, Genehmigungsverfahren, Berichtspflichten und andere gesetzliche Auflagen: Diese erzeugen für Unternehmen Bürokratiekosten (z. B. Bearbeitungsaufwand für Anträge, Schulung von Mitarbeitenden, weitere administrative Tätigkeiten), Verzögerungskosten (z. B. längere Projektlaufzeiten, höhere Zinskosten) und weitere Erfüllungsaufwände (z. B. zusätzliche Umweltprüfungen oder nachträgliche Anpassungen von Planungen). Zum Beispiel entstanden der deutschen Wirtschaft im Jahr 2022 durch die Änderung des Mindestlohngesetzes jährliche Bürokratiekosten in Höhe von 100 Millionen Euro aufgrund geänderter Dokumentationspflichten sowie ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 5,6 Milliarden Euro aufgrund der Lohndifferenzkosten (NKR 2023). Darüber hinaus reduzieren langwierige Genehmigungsverfahren die Planbarkeit und gefährden somit zusätzlich die Umsetzbarkeit von Projekten. Laut dem Nationalen Normenkontrollrat (NKR) sind die jährlichen Bürokratiekosten für die Wirtschaft zuletzt etwa konstant geblieben, wohingegen der breiter gefasste jährliche Erfüllungsaufwand kontinuierlich gewachsen und im Zeitraum vom 01. Juli 2022 bis 30. Juni 2023 gegenüber dem Vorjahr um 9,3 Milliarden Euro auf 26,8 Mil-

liarden Euro gestiegen ist. Befragungen in den Jahren 2022 und 2023 ergaben, dass Bürokratie zur größten Herausforderung kleiner und mittelständischer Unternehmen (weniger als 1.000 Mitarbeitende) geworden ist (Wirtschaftsforum der SPD 2022; 2023). Viele Unternehmen der deutschen Grundstoffindustrie zählen jedoch zu den großen Unternehmen. Laut NKR könnten Bürokratiekosten und lange Bearbeitungsdauern reduziert werden, indem komplizierte Regelungen, verschachtelte Strukturen und vielstufige Verwaltungsverfahren geändert und eine mutige Verwaltungsreform zur klügeren Aufgabenverteilung im Föderalstaat verfolgt würden. Digitalisierung und Automatisierung könnten den Bearbeitungsaufwand senken und Verfahren beschleunigen, wofür es jedoch „zentrale Basisinfrastrukturen und Plattformen, verbindliche Architekturvorgaben und Standards, schnellere Entscheidungsverfahren und leichtere IT Beschaffung sowie ein öffentliches Umsetzungs-Monitoring und eine schlagkräftige föderale Steuerungsorganisation“ bräuchte. Der NKR ist zuversichtlich, dass auch über die Bürokratiekosten hinaus der Erfüllungsaufwand gesenkt werden kann — zum Beispiel durch eine „One in one out“-Regelung, laut der jede „Vorgabe, die die Wirtschaft belastet, als ‚In‘ spätestens bis zum Ende der jeweiligen Legislaturperiode durch eine entlastende Vorgabe, ein ‚Out‘, ausgeglichen werden muss“. Die Bürokratiekosten und, allgemeiner noch, der Erfüllungsaufwand sind in Deutschland höher als in vielen der möglichen Exportländer grüner Grundstoffe. In weniger entwickelten Zielländern geht der geringere Erfüllungsaufwand jedoch einher mit staatlichen Institutionen und Behörden, die über weniger finanzielle und personelle Ressourcen verfügen. Die geringeren Bürokratiekosten und Erfüllungsaufwände im Ausland sind zudem oft (aber nicht notwendigerweise) mit schlechteren Umwelt-, Sozial- und Beteiligungsstandards verknüpft. Wie sich die

Reduktion von Bürokratiekosten und anderen Auflagen auf die spezifischen Produktionskosten von Grundstoffen auswirken, kann hier nicht quantifiziert werden.

2.2 Politische Interventionsebene: Instrumente und Regulatorik

Die zuvor aufgelisteten Faktoren ergeben sich aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht im Kontext allgemeiner Rahmenbedingungen (kompetitive Grundstoffmärkte, Transformation zur Klimaneutralität, Verfügbarkeit von EE-Strom). Zusätzliche Faktoren können durch politische Interventionen entstehen, die in Form von Regulatorik oder Förderung gezielt den Aufbau industrieller Produktion steuern und dadurch den Import grüner Grundstoffe entweder direkt oder indirekt mitgestalten. Die derzeit geplanten oder diskutierten politischen Maßnahmen lassen sich grob in die nachfolgenden Kategorien einsortieren:

1. Förderung und Rahmenbedingungen der Transformation sowie Förderung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriesektors in Deutschland und der EU:

Es sind eine Reihe von Förderungen (fiskalische Zuschussungen) und geänderte Rahmenbedingungen (Regulierungsanpassungen) geplant, die die Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität durch Prozessumstellungen in Deutschland, beziehungsweise der EU ermöglichen und beschleunigen sollen. Diese Förderungen sollen den Hochlauf von unreifen Technologien und Märkten ermöglichen, aber typischerweise weder die gesamte Transformation finanzieren noch die Wettbewerbsfähigkeit über die Transformation hinaus absichern.

► **Klimaschutzverträge (KSVs)** sollen in Form von Differenzverträgen die Mehrkosten für klimafreundliche Produktion in Deutschland ausgleichen und gleichzeitig Investitionsunsicherheiten senken. Industrielle Projekte in energieintensiven Branchen, wie z. B. Stahl-, Zement-,

Papier- oder Glasindustrie, können sich auf Förderaufträge bewerben. Die Förderung erstreckt sich über einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren. Das erste Gebotsverfahren, das im März 2024 startete, besaß ein Budget von vier Milliarden Euro, wobei einzelne Vorhaben maximal mit einer Milliarde gefördert werden. Insgesamt soll das Fördervolumen über sämtliche Gebotsverfahren hinweg im zweistelligen Milliardenbereich liegen. Die geförderten Unternehmen erhalten einen variablen Zuschuss, dessen Höhe sich nach den jeweiligen Mehrkosten der klimafreundlichen Anlage im Vergleich zur konventionellen Anlage richtet. Wird die klimafreundliche Produktion günstiger als die konventionelle, sind die geförderten Unternehmen verpflichtet, Rückzahlungen an den Staat zu leisten (BMWK 2024). KSVs können somit Investitionen in grüne Industrieprojekte in Deutschland anreizen und die Wettbewerbsfähigkeit gegen konventionelle (emissionsintensive) Produktionswege sicherstellen, jedoch nicht gegen Konkurrenz von ausländischen Projekten mit niedrigeren Energiekosten absichern.

► Im Rahmen der **Important Projects of Common European Interest (IPCEIs)** werden strategische EU-Projekte mit Forschungs- und Entwicklungsanteilen unterstützt. Durch IPCEIs können EU-Mitgliedstaaten Industrieprojekte fördern, die zum Wachstum, zur Beschäftigung und zur Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie und Volkswirtschaft beitragen. Im ersten Hydrogen-IPCEI namens „Hy2Tech“ fördern 15 EU-Mitgliedsstaaten 35 Unternehmen mit einem Gesamtfördervolumen in Höhe von 5,4 Milliarden Euro (Europäische Kommission, o. J.-a). Darunter befinden sich unter anderem deutsche Projekte für grünen Stahl der Unternehmen Arcelor Mittal, thyssenkrupp steel, Salzgitter Flachstahl und SHS/Saarstahl (BMWK,

o. J.). Die Förderung ist an Mechanismen zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrung und Überförderung geknüpft. (BMWK, o. J.)

► Die **Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)** unterstützt klimafreundliche Investitions-, Forschungs- und Entwicklungsvorhaben. Das Programm fokussiert sich auf den industriellen Mittelstand. Die Unternehmensförderung für Dekarbonisierungsvorhaben kann bis zu 200 Millionen Euro betragen. Zulässig sind Förderprojekte ab einem Investitionsvolumen von einer Million Euro (beziehungsweise 500.000 Euro für kleine und mittlere Unternehmen), die durch Umstellung auf Strom oder erneuerbaren Wasserstoff, die CO₂-Emissionen um mindestens 40 % reduzieren. Für die gesamte Programmlaufzeit bis 2030 stehen circa 3,3 Milliarden Euro zur Verfügung. Der erste Förderauftrag startete am 30. August 2024 und endet am 30. November 2024 (BMWK 2024b).

► Der **Net-Zero Industry Act (NZIA)** ist eine EU-Initiative zur Skalierung klimafreundlicher Technologien. Durch den NZIA sollen Investitionen angereizt werden, unter anderem durch die Identifizierung von strategischen Projekten, die zur Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz der klimafreundlichen Industrie in der EU beitragen. Regulatorische Hürden sollen insbesondere für strategische Projekte reduziert werden, indem Zulassungsprozesse vereinfacht und beschleunigt werden. Außerdem ermöglicht der NZIA es Mitgliedsstaaten, besonders die lokale Produktion in Europa zu fördern, zum Beispiel bei öffentlichen Ausschreibungen im Falle hoher Importabhängigkeiten aus dem Ausland. So könnte ein Mitgliedsstaat beispielsweise entscheiden, bis zu einem gewissen Grad höhere Preise in einer Ausschreibung zu akzeptieren, wenn die relevanten Produkte (z. B.

Photovoltaik-Module, Windturbinen) aus anderen Ländern stammen als die bisweilen vorherrschenden Importe (oft z. B. China) (Europäische Kommission, o. J.-e).

► Die **European Hydrogen Bank (EHBk)** ist eine Initiative der EU-Kommission, die die Kostenlücke für erneuerbaren Wasserstoff und Derivate durch Fördermittel aus dem EU Innovation Fund schließen soll (Europäische Kommission, o. J.-b). Ein zentrales Instrument der EHBk ist die Durchführung von Ausschreibungen, wodurch Projekte mit der geringsten gebotenen Kostenlücke den Zuschlag erhalten. In der ersten Ausschreibungsrunde, die am 8. Februar 2024 endete, gab es 132 Gebote aus 17 Europäischen Ländern. Von den 22 Angeboten aus Deutschland war keines erfolgreich. Stattdessen gingen die Zuschläge an sieben Angebote von der Iberischen Halbinsel und aus Skandinavien. Obwohl die gebotene Kostenlücke keine direkten Rückschlüsse auf die Gesteuerungskosten für erneuerbaren Wasserstoff und Derivate zulässt, liegt die Vermutung nahe, dass die Angebotskurve der ersten Ausschreibungsrunde die regionalen Unterschiede in EE-Stromkosten innerhalb Europas widerspiegelt.

► Der **Bau eines Wasserstoffkernnetzes** soll nach Angaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zwar „im Grundsatz vollständig privatwirtschaftlich erfolgen“, durch „eine subsidiäre finanzielle Absicherung“ fördert der Staat jedoch den Aufbau dieses Kernnetzes durch günstige Finanzierungskosten und, im Falle einbrechender oder ausbleibender Wasserstoffnachfrage, durch Ausgleich von Fehlbeträgen des Amortisationskontos (BMWK 2024).

► **Förderung von Wettbewerbsfähigkeit:** In Deutschland wurden zuletzt Energiesubventionen als Option zum Erhalt der Industrie

diskutiert, ausgelöst vor allem durch stark gestiegene Energiepreise aufgrund des russischen Angriffskriegs. Das Wirtschaftsministerium legte im Mai 2023 ein Konzept für einen „Brückenstrompreis“ für energieintensive Unternehmen von 60 EUR/MWh vor (BMWK 2023), dessen fiskalische Kosten bis 2030 auf 25 bis 30 Milliarden Euro geschätzt wurden. Hierbei sollen Unternehmen für 80 % ihres Stromverbrauchs Mehrkosten über dem Festpreis erstatten werden. Solch substantielle Subventionen erscheinen vor dem Hintergrund der jüngsten Haushaltskrise eher unwahrscheinlich und bislang hatte sich die Bundesregierung lediglich auf eine Absenkung der Stromsteuer (Deutsche Bundesregierung 2023b) einigen können. Gleichzeitig betonen einzelne Unternehmen und Industrieverbände regelmäßig, dass Strompreise von 40 bis 60 EUR/MWh notwendig für langfristige Wettbewerbsfähigkeit seien (z. B. IG Metall 2023; VCI 2022b; BDK 2023). Diese Forderung kontrastieren wir mit der Feststellung, dass selbst ein fester Strompreis von 60 EUR/MWh im Kontext erwartbarer globaler Preise für EE-Strom von 20 EUR/MWh die großen Energiekostenvorteile im Ausland nicht ausgleichen kann, was sich auch in den Abschätzungen in Kapitel 3 widerspiegelt. Interessant ist auch die Verwendung der Begriffe „Brückenstrompreis“ und „Transformationsstrompreis“, die die Erwartung verdeutlichen, dass solche Subventionen nur vorübergehend im Rahmen der Gaskrise und während der Transformation notwendig sein werden, wohingegen die Analyse im nächsten Kapitel die langfristige Wettbewerbslücke der deutschen Strompreise aufzeigt. Gegen Subventionen auf Strompreise spricht außerdem, dass dadurch Anreize zur Steigerung von Energieeffizienz und Nachfrageflexibilität abgeschwächt werden. Sollte

sich Deutschland zu Subventionen zum Ausgleich hoher Strompreise entscheiden, so könnten diese statt als Stromfestpreis auch bezogen auf Produkt-Benchmarks oder unter Berücksichtigung flexibler Strompreiskurven ausbezahlt werden.

► **Abbau von Bürokratie:** Im Jahr 2023 hatte die Bundesregierung mehrere Initiativen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Ausbau Erneuerbarer Energien und für Infrastrukturprojekte verabschiedet (Deutsche Bundesregierung 2023a). Auch auf EU-Ebene wurden weitere Regulierungen im Sinne der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für EE-Anlagen erarbeitet (Europäischer Rat 2022). Mit dem Bund-Länderpakt, der Novelle des Bundesimmissionsschutzgesetzes und den Wasserstoffbeschleunigungsgesetz wurden im Jahr 2024 weitere Maßnahmen ergriffen, um Genehmigungsverfahren für Industrievorhaben zu verschlanken und zu digitalisieren (Deutscher Bundestag 2023).

2. Absicherung der Versorgung mit kritischen Rohstoffen und Technologien: Der Critical Raw Materials Act (CRMA) der EU zielt darauf ab, die Wertschöpfungsketten strategischer Rohstoffe für die EU-Wirtschaft resilienter zu gestalten. Dazu sollen Wertschöpfungsketten diversifiziert werden, strategische Abhängigkeiten reduziert, Monitoring-Kapazitäten ausgebaut und Zirkularität gestärkt werden (Europäische Kommission, o. J.-d; Europäisches Parlament 2024; Europäische Kommission 2023b). Projekte entlang der Wertschöpfungskette kritischer Materialien (Extraktion, Verarbeitung, Recycling) können sich auf die Anerkennung als strategisches Projekt von öffentlichem Interesse im Rahmen des CRMA bewerben und dadurch öffentliche Unterstützung erhalten, zum Beispiel in Form von Projektförderung aus dem European Development and Cohesion Fund. Diese Regulierung bezieht sich bis-

lang allerdings ausschließlich auf kritische Rohstoffe und deren Verarbeitung (Europäische Kommission, o. J.-c) (unter anderem seltene Erden, Lithium, Cobalt, Nickel, Silizium, Kupfer, Bauxit) und nicht auf die industriellen Grundstoffe, die im Fokus dieses Berichtes stehen (Eisen, Stahl und Grundchemikalien), da diese nicht die vom CRMA gesetzten Kriterien hinsichtlich hohem Ausfallrisiko und niedriger Substituierbarkeit erfüllen.

3. Förderung von grünen Importen nach Deutschland: Die derzeitige europäische Energiepolitik sieht vor, fossile Energieimporte (die in 2022 etwa 62,5 % des Primärenergiebedarfs abdeckten (EUROSTAT, o. J.)) zukünftig teilweise durch Wasserstoffimporte aus nicht-EU-Ländern zu ersetzen. Um diesen künftig großen Bedarf nach Erneuerbaren Energien zu gewährleisten, hat die EU bereits ambitionierte Importziele für grünen Wasserstoff und Derivate in Höhe von 10 Mt (333 Twh_{LHV}) angekündigt (Europäische Kommission 2022). In Deutschland sollen unter anderem die staatlichen Förderinstrument H2Global (H2Global-Stiftung, o. J.) und H2Uppp des BMWK (BMWK 2023a) Importe von Wasserstoff und Derivaten anreizen. Beide Strategien fokussieren sich bislang aber nur auf den Import von Energieträgern, aber nicht von industriellen Grundstoffen, und setzen (im Einklang mit den Zielländern der Förderung) auf Transportrouten per Schiff. Das Projekt HyGATE des BMBF fördert Forschungsprojekte für die Wasserstofflieferkette von Australien nach Deutschland in Höhe von 50 Milliarden Euro und 50 Milliarden Australischen Dollar (BMBF 2019; ARENA 2023).

4. Ausländische Förderung für Schutz von Klima und/oder Lieferketten: Der Inflation Reduction Act (IRA) wurde in den USA im Jahr 2022 eingeführt, um unter anderem einheimische Investitionen in Energie und Klimaschutz anzureizen. Für Energiesicherheit und Klimaschutzprogramme werden 369 Milliarden US-

Dollar über zehn Jahre bereitgestellt, größtenteils über Steueranreize. (U.S. Department of the Treasury 2022) (Genannt ist hier die initiale Schätzung des Congressional Budget Office, es gibt jedoch keine obere Begrenzung und es ist möglich, dass ein deutlich höheres Volumen abgefragt wird.) Von der EU werden die Local-Content-Anforderungen des IRA kritisiert. (Scheinert 2023) Der IRA fördert den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und grüner industrieller Wertschöpfungsketten in den USA erheblich, indem er unter anderem üppige finanzielle Anreize für Investitionen in Wasserstoff mit geringer THG-Intensität (45V Section) und in Carbon Capture and Sequestration (CCS) Technologien (45Q Section) bietet (U.S. Congress 2022). Diese Förderung ist jedoch derzeit zeitlich begrenzt (zehn Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage und für Anlagen mit Baubeginn vor dem 01. Januar 2033). Derzeit und auf absehbare Zeit wird es in den USA keinen CO₂-Preis auf föderaler Ebene geben, während grüner (und blauer) Wasserstoff selbst im optimistischsten Fall mittelfristig teurer bleiben werden als Erdgas (Ueckerdt u. a. 2024; Wu, Zhai, und Holubnyak 2024). Dadurch ist die US-Amerikanische Wasserstoffwirtschaft langfristig nicht gegen fossile Konkurrenzen innerhalb der USA abgesichert. Gerade daher könnte sich langfristig der internationale Export dieser Wasserstoffprojekte in die EU mit hohen Klimaschutzzielen und starker Regulierung lohnen.

Förderprogramme für die Wasserstoffwirtschaft gibt es außerdem unter anderem in

- ▶ Kanada: „Clean Hydrogen Investment Tax Credit“ in Höhe von circa 63 Milliarden Euro und über die „Canada Infrastructure Bank“ in Höhe von 13 Milliarden Euro (Natural Resources, Government of Canada 2024; Environment and Climate Change, Government of Canada 2023)
- ▶ Australien: „Hydrogen Production Tax Incentive“ in Höhe von

circa vier Milliarden Euro und „Future Made in Australia Act“ in Höhe von elf Milliarden Euro für Erneuerbaren Wasserstoff, Solarenergie und industrielle Fertigung (Jackson 2024; The Australian Government the Treasury 2024) und

- ▶ Indien: „National Green Hydrogen Mission“ in Höhe von circa zwei Milliarden Euro (Ministry of New and Renewable Energy, Government of India 2023).

Japan verabschiedete ebenfalls Förderprogramme (z. B. „GX (Green Transformation) Promotion Strategy“ in Höhe von 88 Milliarden Euro über zehn Jahre) (Ministry of Economy, Trade and Industry, Government of Japan 2024). Aufgrund von geringer EE-Verfügbarkeit und des hohen Eigenbedarfs (und somit erwartbar hohen Energiepreisen) kommt Japan jedoch wahrscheinlich nicht als Exportland grüner Grundstoffe in Frage.

5. **Schutz vor Carbon Leakage:** Der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der EU (Europäische Kommission 2023a) etabliert einen Grenzausgleich für CO₂-Bepreisung, um Carbon Leakage zu vermeiden. Er kann zwar Verlagerungsanreize in Länder mit geringeren CO₂-Preisen abschwächen oder eliminieren, Kostenunterschiede bei Erneuerbaren Energien jedoch nicht ausgleichen.

Die bis hier aufgelisteten Maßnahmen und Strategien beeinflussen zumeist nicht gezielt (sondern nur indirekt) Entscheidungen für oder gegen den Import grüner Grundstoffe. Mögliche Inkohärenzen lassen sich bereits identifizieren: während das H2Global-Projekt den Import von Ammoniak nach Deutschland anreizen soll, könnten bestehende Ammoniakanlagen an das im Bau befindliche Wasserstoffkernnetz angeschlossen und auf die Nutzung von 100% Ammoniak umgerüstet werden.

Um Widersprüche zwischen Maßnahmen zur Förderung der Transformation zu vermeiden, bedarf es zukünftig bei deren

Ausgestaltung einer Berücksichtigung der in diesem Bericht beschriebenen Effekte und vorgestellten Ergebnisse. Idealerweise folgen künftig beschlossene Maßnahmen einer übergeordneten harmonisierten Strategie in Bezug auf grüne Grundstoffimporte, wie in Kapitel 7 ausführlicher dargestellt. Darüber hinaus könnten politische Entscheidungsträger die grüne Industrietransformation zusätzlich durch die nachfolgend aufgelisteten politischen Instrumente verhindern oder lenken.

6. **Green-Relocation-Schutz:** Um die Abwanderung bestimmter Industrien zu verhindern, könnte zukünftig ein Mechanismus zum Schutz vor grüner Verlagerung (ein sogenannter „Green-Relocation-Schutz“) eingeführt werden. Dieser könnte auf verschiedene Weise ausgestaltet werden:

- ▶ Subventionen könnten die Energiekostenvorteile im Ausland dauerhaft ausgleichen und so die Wettbewerbsfähigkeit betroffener energieintensiver Industrien sicherstellen. Im nächsten Kapitel zeigen wir, dass die resultierenden benötigten Subventionsvolumina allerdings substanziell ausfallen würden, was diese Option vor dem Hintergrund der jüngsten Haushaltskrise fraglich erscheinen lässt. Subventionen könnten auf Energiepreise (z. B. Strom- oder Wasserstoffpreise) oder auf Produktionskosten ausbezahlt werden und je nach Ausgestaltung den Anreiz zum Energiesparen und zur Flexibilisierung der Stromnachfragen aufrechterhalten. Subventionen der deutschen energieintensiven Industrien wären gemäß EU-Beihilferecht grundsätzlich verboten, könnten jedoch als Ausnahme genehmigt werden, wenn die Bundesregierung die Notwendigkeit gemäß Art. 107 Abs. 3 AEUV begründen kann (Europäische Kommission, o. J.-f). Die Aussichten auf Erfolg für eine solche Genehmigung sind ungewiss. Subventionen für die deutsche Industrie könnten au-

Ber dem von anderen WTO-Mitgliedern im Rahmen des Welt handelsrechts angefochten und sanktioniert werden (WTO, o. J. a).

- ▶ Eine Mindestanforderung an lokalen Bezug könnte Abnehmer dazu zwingen, grüne Grundstoffe von Produzenten aus Deutschland zu beziehen. Die Mehrkosten würde dann nicht der Staat, dafür aber die jeweiligen Abnehmer zahlen, die dadurch von Abwanderung gefährdet werden könnten. Als Vorlage für ein solches politisches Instrument könnte der CRMA dienen (s. oben). Auch grüne Leitmärkte könnten Anforderungen an lokalen Bezug als Element beinhalten.
- ▶ Handelszölle auf energieintensive Importe aus EE-reichen Ländern würden wahrscheinlich gegen Grundprinzipien des Welt handelsrechts verstoßen (Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen (WTO, o. J.)) und erscheinen daher unwahrscheinlich, nennen wir hier jedoch der Vollständigkeit halber als mögliches Instrument zum Schutz der deutschen/europäischen Industrie.

7. Verstärkte Anreize für Importe:

Während die zuvor genannten möglichen politischen Instrumente auf den Schutz deutscher Industrien abzielen, wäre auch eine entgegengesetzte Strategie denkbar. Durch Partnerschaften mit EE-reichen Ländern und Förderung von Produktion und Export im Ausland könnte Deutschland seine Versorgung mit kostengünstigen energieintensiven Grundstoffen sichern. Denkbar wäre zum Beispiel eine Erweiterung des deutschen H2Global-Projekts auf industrielle Vorprodukte und/oder Grundstoffe. Zudem könnten die Regierungen der EE-reichen Länder ihrerseits politische Anreize setzen, um über die Produktion von Wasserstoff (und Eisenerz, im Fall der Stahlbranche) hinaus weitere Schritte der Wertschöpfung heimisch anzusiedeln. Hieraus resultiert ein er-

höhtes Risiko für negative Effekte für Produktivität und Beschäftigung und gegebenenfalls Kaskadeneffekte in nachgelagerten Wirtschaftszweigen (vgl. Kapitel 2.3, 4 und 6).

8. Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren:

Diese verfolgt die Politik schon heute unabhängig von grüner Transformation oder grüner Industrieverlagerung. Sie könnten jedoch vor dem Hintergrund des Renewables Pulls verstärkt verfolgt werden und, falls erfolgreich, den Effekten von Energiekostenvorteilen entgegenwirken und somit dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

2.3 Gesellschaftliche Ebene: Ziele und Abwägung

Im Folgenden listen wir gesellschaftliche Ziele auf, die sich aus deutscher Perspektive bezüglich eines möglichen Imports grüner Grundstoffe ergeben. Diese Ziele haben jeweils im Fall eintretender oder ausbleibender Verlagerung unterschiedliche Chancen auf Erfüllung. Wie wir hier zeigen, gibt es jedoch auch Strategien, die diese scheinbaren Konflikte teilweise auflösen und Ziele gleichermaßen erfüllen können. Dennoch ergeben sich auch Zielkonflikte, die wir nachfolgend mit besonderem Fokus auf die zeitliche, räumliche und Wertschöpfungstiefen-Dimension analysieren.

1. Wertschöpfung & Beschäftigung:

Die deutsche Volkswirtschaft soll produktiv bleiben und deutsche Arbeitnehmende sollen Beschäftigung finden. Hier sollen sogleich Effekte entlang folgender Dimensionen unterschieden werden (vgl. Kapitel 4):

- ▶ Zeitliche Dimension (mittel- versus langfristig): Mittelfristige Effekte sind jene, die unmittelbar durch Abwanderung eines Unternehmens oder einer Branche entstehen, wohingegen sich langfristige Effekte aus der anschließenden Neustrukturierung der Wirtschaft ergeben.
- ▶ Räumliche Dimension (lokal versus national): Lokale Effekte betreffen Regionen, in denen

energieintensive Industrien heute angesiedelt sind, wohingegen nationale Effekte die gesamte deutsche Volkswirtschaft betreffen.

- ▶ „Tiefendimension“ (direkt versus indirekt): Direkte Effekte betreffen Wertschöpfung und Beschäftigung in den betrachteten energieintensiven Grundstoffindustrien, wohingegen indirekte Effekte vor allem die nachgelagerten weiterverarbeitenden Industrien betreffen.

Offensichtlich verursacht die Abwanderung energieintensiver Prozessschritte ins EE-reiche Ausland den „direkten“ Verlust eines Teils der Arbeitsplätze und Wertschöpfung in den jeweiligen Regionen und Branchen. Insgesamt muss hier jedoch zwischen mittelfristigen, lokalen und direkten Effekten einerseits und langfristigen, nationalen und indirekten Effekten andererseits unterschieden werden. So könnte der Wegfall bestimmter Jobs und Industrien, die in Deutschland ohne Subventionen nicht mehr konkurrenzfähig wären, zu einer Umstrukturierung und einem effizienteren Einsatz von knappen Arbeitskräften (insbesondere qualifizierten Fachkräften) und knappen Energieresourcen (langfristig vor allem Erneuerbaren) führen, was das Entstehen ökonomisch wertvollerer Arbeitsplätze und Industrien (z. B. weiterverarbeitende Industrien, aber auch Dienstleistungssektoren) zur Folge haben könnte. Diesem langfristigen Argument über volkswirtschaftliche Effizienz stehen kurzfristig Verluste von Jobs und Wohlstand in bestimmten Regionen, Berufsfeldern und sozialen Milieus gegenüber. Sollte sich Deutschland dafür entscheiden, einen solchen Strukturwandel zuzulassen, müsste er politisch begleitet und sozial verträglich gestaltet werden, um gesellschaftliche Konflikte zu vermeiden oder abzumildern. Deutschland verfügt (im internationalen Vergleich) bereits über starke Strukturen zur Gestaltung eines sozial gerechten und effizienten Strukturwandels, welche

gezielt weiterentwickelt und ergänzt werden könnten. Das Zulassen eines Strukturwandels birgt jedoch auch Risiken (insbesondere für bestimmte Regionen, Berufsfelder und soziale Milieus), die sich selbst mit gezielten politischen Maßnahmen nicht gänzlich vermeiden lassen.

Des Weiteren muss zwischen der Verlagerung von vorgelagerter („Upstream“), von direkt betroffener energieintensiver Grundstoffindustrie („Grundstoffe“) und von nachgelagerter („Downstream“) Produktion differenziert werden. Genauer unterscheiden die nachfolgenden Kapitel dieses Berichtes die Grundstoffindustrie noch weiter in die erste energieintensive Verarbeitungsstufe (z. B. Direktreduktion, Ammoniaksynthese, Methanolsynthese) und in weitere nachgelagerte Verarbeitung. Typischerweise sind Beschäftigung und Wertschöpfung in den ersten Schritten industrieller Wertschöpfung vergleichsweise gering, während der Bedarf nach Energie und Rohstoffen einen maßgeblichen Anteil der Produktionskosten ausmacht (vgl. Abbildungen 7–10 in Kapitel 4). Im Falle einer Verlagerung dieser Wertschöpfungsschritte ins Ausland wären die betroffenen Arbeitsplätze und der Anteil an der Bruttowertschöpfung (direkt in der Grundstoffindustrie und indirekt in der vorgelagerten Energiewirtschaft) gering und könnten längerfristig womöglich sogar durch höherwertige Jobs und Industrien mit einer höheren Wertschöpfungstiefe ersetzt werden. In der öffentlichen Debatte wird jedoch oftmals die Befürchtung vorgetragen, dass nachgelagerte Industrien als Folge des Verlustes der Grundstoffindustrien ebenfalls abwandern könnten (indirekte nachgelagerte Effekte), was mit erheblich größeren Verlusten bei Beschäftigung und Wertschöpfung verbunden wäre, die auch langfristig nicht durch andere Branchen wie zum Beispiel im Dienstleistungssektor kompensiert werden könnten. Ob es tatsächlich zu solchen Folgeeffekten der Abwanderung kommt, hängt stark von der Homogenität der ge-

handelten Vor- und Zwischenprodukte, der Substituierbarkeit von Ausgangsstoffen sowie der Wertschöpfungskettenintegration in den jeweiligen Sektoren ab; im Allgemeinen und ohne nähere Betrachtung ist es aber falsch davon auszugehen, dass eine Verlagerung erster Verarbeitungsschritte in der Grundstoffindustrie zu einer weitreichenden „Deindustrialisierung“ in Deutschland führen muss. Einschätzungen über die tatsächlichen Folgen einer solchen Verlagerung sollten stattdessen unter Berücksichtigung des branchen- und produktspezifischen Kontextes erfolgen.

Zusammenfassend gibt es also kurzfristige, regional fokussierte und auf energieintensive Industrien beschränkte Risiken für Wertschöpfung und Beschäftigung. Durch einen zielgerichteten und kontrollierten Strukturwandel und durch sozialen Ausgleich für besonders betroffene Regionen, Berufsfelder und soziale Milieus könnten diese Effekte jedoch langfristig ausgeglichen werden. Durch eine kluge Neustrukturierung der Wertschöpfungsketten (Fokus auf leicht handelbare Vorprodukte wie DRI, Ammoniak und Methanol, vgl. Kapitel 3, 6 und 7) könnten eine Ausweitung der ökonomischen Effekte auf nachgelagerte Wirtschaftszweige minimiert werden.

- 2. Versorgungssicherheit:** Die Versorgung des Landes mit kritischen Gütern sollte möglichst sicher und resilient ausgestaltet werden, sodass die deutsche und europäische Außenpolitik souverän erfolgen kann.

Das Thema Versorgungssicherheit hat zuletzt im Rahmen der Coronapandemie und der europäischen Energiekrise als Folge des Russischen Angriffskriegs enorm an Bedeutung gewonnen. Deutschland und die EU streben einen höheren Grad an Selbstversorgung und Diversifizierung ihrer kritischen Lieferketten an, um nicht vom Export aus Ländern mit instabilen Handelsbeziehungen abhängig zu sein. Energieintensive Industrien standen zu-

letzt nicht im Fokus jener Bemühungen, sollten aber vor dem Hintergrund des Renewables Pulls und potenzieller grüner Grundstoffimporte stärker mitbetrachtet werden. Energieintensive Grundstoffe sind nicht nur von allgemeiner Bedeutung für die funktionierende Wirtschaft eines Landes, sondern haben im speziellen Falle von Düngemitteln in der Landwirtschaft oder Eisen- und Stahlerzeugnissen in der Rüstungsindustrie eine ganz konkrete sicherheitspolitische Bedeutung.

Während durch die Transformation zur Klimaneutralität die Rolle fossiler Importe zunehmend schwindet und der Zubau Erneuerbarer Energien für einen höheren Grad an Unabhängigkeit sorgen wird, wird es zumindest mittelfristig nicht möglich sein, den immens hohen Energiebedarf der energieintensiven Industrie in Deutschland allein durch lokale EE-Erzeugung und Importe aus der EU zu decken. Daher haben Deutschland und die EU bereits ambitionierte Pläne für den internationalen Import von klimaneutralen Energieträgern wie Wasserstoff und Derivaten vorgelegt. Für den Punkt der Versorgungssicherheit stellt sich die Frage, inwieweit die Pläne aufgehen und es lediglich beim Import von leicht substituierbaren Energieträgern bleiben und inwieweit sich ein Import von energieintensiven Grundstoffen einstellen wird.

Im Allgemeinen kann mit dem Import eines versatil einsetzbaren Gutes ein höherer Grad an Unabhängigkeit erreicht werden. Beispielsweise könnte der großskalige Import von Wasserstoff verschiedene Lieferketten in der Grundstoffindustrie sowie auch andere nicht elektrifizierbare Energieanwendungen beliefern und somit einen großen Markt mit einem diversen Angebot schaffen, was die Gefahren für drastische Versorgungsausfälle minimieren würde. Der Import eines spezifischen Vorprodukts (z. B. von DRI für die Stahlerzeugung) wäre hingegen nicht ohne Weiteres durch den Import anderer Vorprodukte (z. B.

Methanol) substituierbar. In manchen Branchen (z. B. Düngemittel) wäre auch das Einrichten einer strategischen Reserve als staatliche Maßnahmen denkbar. Generell könnte Versorgungssicherheit auch abgesichert werden, indem fossile Produktionskapazitäten für Notfälle betriebsbereit gehalten werden. Die Analyse über die Substituierbarkeit der importierten Vor- und Zwischenprodukte, die zu erwartende Diversität hochlaufender grüner Produktmärkte sowie Optionen für strategische Reserven und fossile Notfallkapazitäten müssten jedoch sektorspezifisch bewertet werden. Darüber hinaus kann der Import energieintensiver Grundstoffe aus Ländern mit auf absehbare Zeit sicheren geopolitischen Beziehungen (z. B. Europa) erfolgen, was mit dem Begriff „Friendshoring“ (oder „Nearshoring“) bezeichnet wird.

Zusammenfassend gibt es also Risiken, die durch Importabhängigkeiten von anderen Ländern entstehen. Diese könnten jedoch selbst im Falle eines hohen Importanteils bei energieintensiven Industrien durch eine Reihe von Maßnahmen vermieden werden, wie zum Beispiel Diversifizierung, strategische Reserven, graue Reservekapazität oder Friendshoring.

- 3. Nationale Energiewende:** Die Energiewende und der Klimaschutz in Deutschland sollen gelingen. Hierzu sollen Ziele zur THG-Reduktion unter Berücksichtigung sozialer Akzeptanz und mit möglichst niedrigen und sozial verträglichen Energiekosten, Energiepreisen und CO₂-Preisen erreicht werden.

Eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist der schnelle Ausbau der Erneuerbaren Energien, der jedoch in Deutschland aufgrund begrenzter Potenziale immer wieder auf Hürden stößt. Bedient man sich hingegen an den üppigen EE-Potenzialen der restlichen Welt, könnte diese Hürden leichter überwindbar

sein. Insgesamt könnten THG-Emissionen somit nicht nur günstiger, sondern auch schneller reduziert werden. Damit einher gingen geringere Energie- und CO₂-Preise, was sich positiv auf in Deutschland verbleibende produzierende Gewerbe und auf Lebenshaltungskosten auswirken und dadurch auch die gesellschaftliche Akzeptanz von Klimaschutz stärken könnte. Indem die mangelnde Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Grundstoffindustrie in Deutschland nicht durch staatliche Subventionen vor Verlagerung geschützt wird, können teure Belastungen des Staatshaushalts vermieden werden.

Verlässt sich Deutschland jedoch zu stark auf den Import grüner Grundstoffe aus dem Ausland, entsteht das Risiko, dass im Falle ausbleibender Importe die Transformation verschlafen wird. Eine lokale Transformation in Deutschland hingegen schafft Sicherheit dafür, dass die grüne Industrietransformation tatsächlich stattfindet.

- 4. Globale grüne Industrien:** THG-Emissionen sollen global vermieden, die Transformation anderer Länder angeregt und Synergien von Klimaschutz und Entwicklungszusammenarbeit genutzt werden.

Die Nutzung üppiger EE-Potenziale in Entwicklungsländern (vor allem im globalen Süden) könnte nicht nur klima- und energiepolitische Probleme in Deutschland und der EU lösen, sondern dabei auch zur wirtschaftlichen Entwicklung in diesen Ländern beitragen. Auch Länder, die derzeit vor allem vom Geschäft mit fossilen Energieträgern profitieren (besonders im Nahen Osten), könnten durch den Handel mit grünen Energieträgern neue Wirtschaftsmodelle erschließen und so Teil der Lösung beim globalen Klimaschutz werden. Durch den in Deutschland angeregten Demand-Pull entstehen in anderen Ländern mit geringeren Klimaschutzambitionen neue grüne Industrien, deren

„Spill-Over-Effekte“ auf der ganzen Welt die grüne Industrietransformation vorantreiben könnten

Gleichzeitig besteht das Risiko, dass EE-Ressourcen im Ausland für die deutsche Dekarbonisierung genutzt werden, anstatt die dortige Energieverfügbarkeit zu stärken (vor allem Entwicklungsländer) und die dortige Dekarbonisierung voranzutreiben (engl. „resource shuffling“). Umgekehrt besteht die Chance, dass der Ausbau von EE-Produktion im Ausland auch den dortigen Ausbau der Energieversorgung und der Energiewende beschleunigt. Uns sind keine Studien bekannt, die substanzielle Evidenz über das Verhältnis dieser Chancen und Risiken im Allgemeinen liefern. Wahrscheinlich wird es vom konkreten regionalen Kontext und der konkreten Ausgestaltung der Projekte und Partnerschaften abhängen, welchen Effekt die Nutzung von EE-Ressourcen auf die Exportländer haben wird.

Die Risiken für den globalen Klimaschutz und die Entwicklung und Dekarbonisierung der Energiewirtschaft in Entwicklungsländern könnten möglicherweise reduziert werden, indem Deutschland oder die EU geeignete Anforderungen an die Ausgestaltung der Lieferketten energieintensiver Grundstoffe stellen.

Insgesamt lassen sich einige der Konflikte zwischen den konkurrierenden Zielen durch geeignet gewählte Strategien auflösen. Dennoch wird es stets auch unauflösbare Konflikte zwischen diesen Zielen geben. Eine Abwägung und Gewichtung der Ziele ist dann Aufgabe von Politik und Gesellschaft. Das Ergebnis dieser Abwägung kann Anlass dafür sein, grüne Verlagerung mithilfe politischer Instrumente (s. voriges Unterkapitel) entweder zu verhindern, zuzulassen oder gar zu fördern.

3. QUANTIFIZIERUNG DES RE-NEWABLES PULLS FÜR DIE STAHL- UND CHEMIEBRANCHE (FLACHSTAHL, HARNSTOFF, ETHYLEN)

Für Details zur Methodik, auf der die Ergebnisse dieses Kapitels beruhen, verweisen wir Lesende auf die zugrundeliegende Veröffentlichung (Verpoort u. a. 2024).

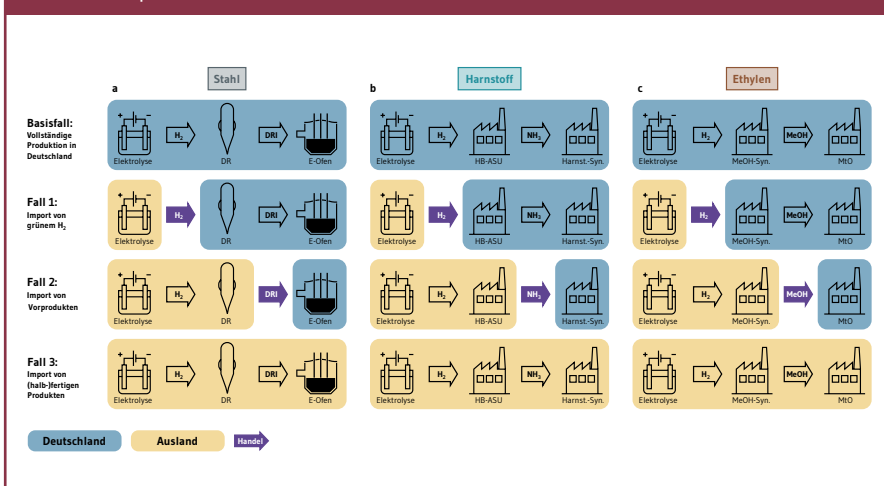
In diesem Kapitel quantifizieren wir die Energiekostenvorteile und daraus entstehenden Verlagerungseinsparungen für drei industrielle Grundstoffe, die stellvertretend für große Segmente der

energieintensiven Industrie stehen und deren grüne Wertschöpfungsketten zentrale Elemente der Industrietransformation hin zur Klimaneutralität darstellen:

1. Warm gewalztes Stahlblech — das weltweit am meisten gehandelte halbfertige Stahlprodukt (18 % des globalen Handels im Jahr 2022 (World Steel Association 2023))
2. Harnstoff — ein Zwischenprodukt der Chemieindustrie und eine zentrale Komponente von stickstoffbasierten Düngemitteln (etwa 50 % des globalen Düngemittelmarkts in 2018 (Fertilizers Europe 2022))
3. Ethylen — ein zentrales Zwischenprodukt für die Plastikindustrie (Polyethylen, Polyethylenterephthalat).

All diese (halb-)fertigen industriellen Produkte haben gemeinsam, dass ihre grünen Wertschöpfungsketten auf die Nutzung von Wasserstoff angewiesen sind und dass sie aus jeweils drei Verarbeitungsschritten bestehen, woraus sich vier mögliche Verlagerungsfälle und entsprechende Importoptionen ergeben (s. Abbildung 3). Während der globale Handel von grünem Wasserstoff noch nicht etabliert ist, werden die Vorprodukte DRI, Ammoniak und Methanol heute bereits global gehandelt. DRI kann zu Hot Briquetted Iron (HBI) kompaktiert und somit leicht transportierbar gemacht werden.

Abbildung 3: Produktionsstufen und resultierende Importoptionen
Quelle: Verpoort u. a. (2024)



Alle drei betrachteten Wertschöpfungsketten beginnen mit der Produktion von grünem Wasserstoff über Wasserelektrolyse. Der Wasserstoff (H₂) wird als Rohstoff zur Produktion von industriellen Vorprodukten verwendet: DRI (engl. direct reduced iron; dt. direkt reduziertes Eisen oder auch Eisenschwamm) aus der Direktreduktion (DR) von Eisenerz (a), Ammoniak (NH₃) aus der Haber-Bosch-Synthese mit Stickstoff aus einer Luftzerlegungsanlage (HB-ASU) (b) und Methanol (MeOH) aus der Hydrierung von CO₂ aus Direct Air Capture (c). In den Wertschöpfungsketten werden diese Vorprodukte dann weiterverarbeitet zu Zwischenprodukten und (halb-)fertigen Produkten: warm gewalztes Blech aus einem Elektrolichtbogenofen (E-Ofen) (a), Harnstoff aus der Synthese von Ammoniak und CO₂ (b) und Ethylen aus dem Methanol-zu-Olefinen (MEO) Prozess (c). Handel kann zwischen diesen drei Produktionsstufen stattfinden, woraus sich vier Importfälle (Basisfall und Fälle 1–3) ergeben. Im Fall 2 der Stahlwertschöpfungskette wird DRI zu Hot Briquetted Iron (HBI) kompaktiert und somit leicht transportierbar gemacht.

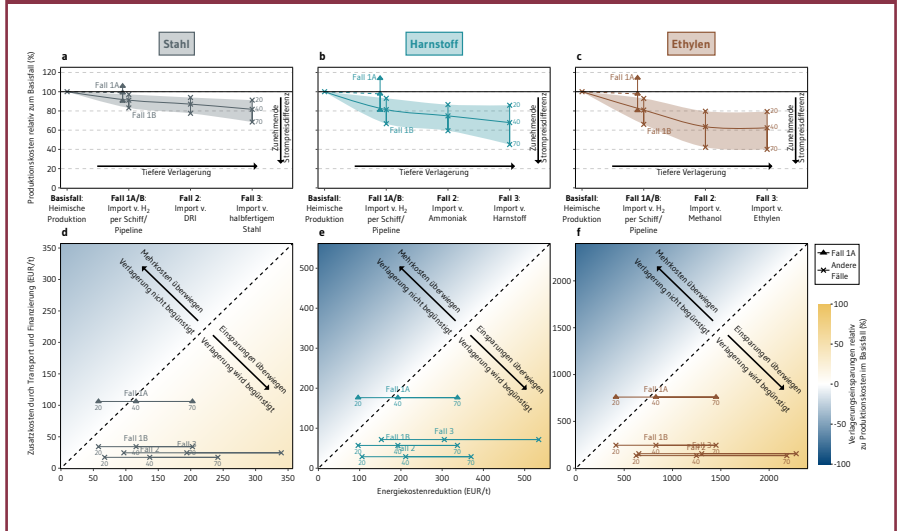
Die nachfolgend gezeigten Kostenabschätzungen berücksichtigen außerdem in der Stahlwertschöpfungskette das Walzen zu Flachstahl und in allen drei Wertschöpfungsketten die Kosten für Frischwasser für die Elektrolyse.

3.1 Berechnung der Verlagerungseinsparung

Abbildung 4, Abbildung 5 und Tabelle 1 zeigen Ergebnisse für die Berechnung der Produktionskosten der drei industriellen Grundstoffe für die vier Verlagerungsfälle, wobei die angenommenen Strompreisdifferenzen ebenfalls Tabelle 1 zu entnehmen sind. Zusätzlich zu den vier Verlagerungsfällen aus Abbildung 3 unterscheiden wir Fall 1 in Fall 1A mit hohen Transportkosten für Wasserstoff von 50 EUR/MWh und Fall 1B mit niedrigen Transportkosten für Wasserstoff von 15 EUR/MWh, die jeweils dem Import per Schiff und per Pipeline entsprechen

Die angenommenen Strompreise und deren regionale Differenz bestimmen maßgeblich das Ausmaß des Energiekostenvorteils („Renewables Pull“). Ihre zukünftige Entwicklung ist jedoch unsicher und stark vom regionalen Kontext abhängig. Dieser Bericht versucht Ergebnisse abzuleiten, die möglichst allgemeingültig sind, die sich nicht auf spezifische Standorte und Exportländer beziehen und die die großen Unsicherheiten bei zukünftigen Energiepreisen berücksichtigen. Hierzu werden die Strompreisdifferenzen als ein unsicherer Parameter behandelt und im Bereich 20 bis 70 EUR/MWh variiert. Während in Studien regionaler Stromsysteme lediglich eine LCOE-Differenz zwischen erneuerbararmen und erneuerbarreichen Ländern von 20 EUR/MWh errechnet werden, berücksichtigen wir hier fünf weitere Ebenen der Komplexität zukünftiger erneuerbarer Strompreise, die eine Strompreisdifferenz von bis zu 40 bis 70 EUR/MWh wahrscheinlich machen: marginale Produktionskosten, Variabilität von Erneuerbaren, die Rolle von Stromnetzen, Barrieren für schnellen Ausbau der Erneuerbaren sowie Verfügbarkeit von Infrastruktur. Für eine detaillierte Diskussion möglicher Strompreisdifferenzen verwei-

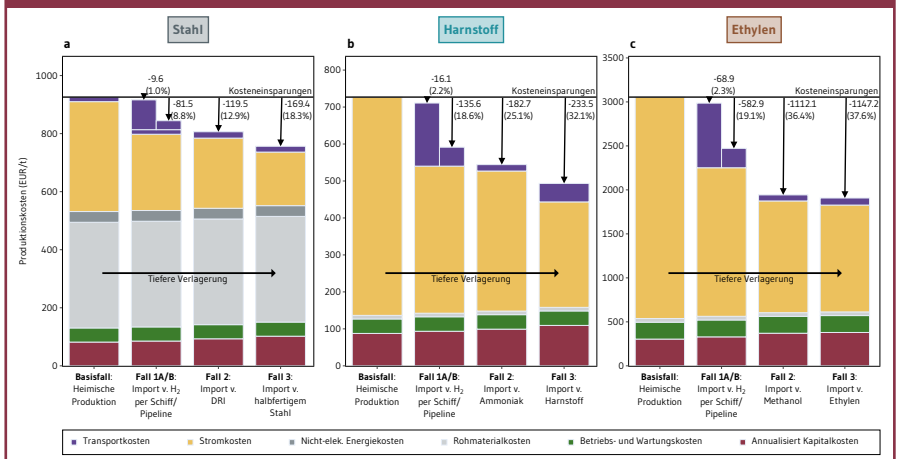
Abbildung 4: Verlagerungseinsparungen für verschiedene Verlagerungsfälle und Strompreisannahmen. Quelle: Verpoort u. a. (2024)



Oben: Produktionskosten relativ zum Basisfall für die Verlagerungsfälle aus Abbildung 3 (inkl. Fall 1A/B mit unterschiedlichen Wasserstofftransportkosten) und Strompreisen aus Tabelle 1. Die Zahlen an den Markierungen geben die jeweilige Strompreisdifferenz (20, 40 oder 70 EUR/MWh) an. Unten: Vergleich zwischen Energiekostenreduktion auf der X-Achse und Zusatzkosten (Transport- und Finanzierungskosten) auf der Y-Achse mit einer Einfärbung im Hintergrund, die die resultierenden Verlagerungseinsparungen anzeigt. Am Beispiel von Harnstoff: b zeigt, dass bei einer Strompreisdifferenz von 40 EUR/MWh die Produktionskosten im Fall 1B nur 80 % der Produktionskosten im Basisfall betragen, wohingegen sie im Fall 1A etwa gleich sind mit denen im Basisfall; e zeigt, dass die Energiekostenreduktion von 200 EUR/t in beiden Fällen zwar etwa gleich ausfällt, die zusätzlichen Transportkosten im Fall 1B jedoch nur bei etwa 50 EUR/t und im Fall 1A bei knapp 200 EUR/t liegen. In der oberen Zeile wird Fall 1A separat von den anderen Fällen und nicht als Teil des Korridors aus Werten dargestellt, um dessen Abweichen von den sonst monoton sinkenden Produktionskosten mit tieferer Verlagerung zu betonen.

Abbildung 5: Produktionskosten

Quelle: Verpoort u. a. (2024)



Dargestellt sind die vier Verlagerungsfälle aus Abbildung 3 und der mittlere Preisfall in Tabelle 1 (Strompreisdifferenz von 40 EUR/MWh). a Stahl, b Harnstoff, c Ethylen. Die Aufschlüsselung der einzelnen Kostenkomponenten zeigt, dass der hohe Kostenanteil für Rohmaterial in der Stahlproduktion den Effekt der Energiekostenunterschiede abschwächt, dass die hohen Transportkosten im Fall 1A die Energiepreisdifferenzen stark kompensieren und dass höhere Finanzierungskosten durch eine Erhöhung des WACC von 5 % in Deutschland auf 8 % im Ausland die Ergebnisse geringfügig beeinflussen. Quelle: Eigene Darstellung

sen wir Lesende auf den Anhang der zugrundeliegenden Veröffentlichung (Verpoort u. a. 2024).

Die angenommenen Technologieparameter entsprechen dem Jahr 2040 und berücksichtigen dabei Lerneffekte, die sich aus dem großskaligen Einsatz jener Technologien ergeben, die heute noch

eine geringere Technologiereife aufweisen. Um zu berücksichtigen, dass viele EE-reiche Regionen höhere Finanzierungskosten aufweisen als in Deutschland, wird ein WACC von 5 % in Deutschland und von 8 % im Ausland angenommen, was die Verlagerungseinsparungen jedoch nur geringfügig reduziert. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass veränderte

Annahmen der Finanzierungskosten nur die Kapitalkosten der betrachteten Anlagen (Wasserelektrolyse u. Industrieprozesse) beeinflussen und nicht die Strompreise, die hier als externer Parameter angenommen werden.

Vergleicht man die vollständige Produktion im Ausland mit der vollständigen Produktion in Deutschland, so ergibt sich für die Verlagerungseinsparung eine große Spanne von 8,9 bis 60,5 %, abhängig von der betrachteten Wertschöpfungskette und der angenommenen Strompreisdifferenz. Die Einsparungen beim Stahl fallen geringer aus als bei den chemischen Produkten, da Rohmaterialien (vor allem Eisenerz-Pellets für die Direktreduktion) einen substantziellen Kostenanteil der Stahlproduktion ausmachen. Eine angenommene Strompreisdifferenz von 40 EUR/MWh (mittlerer Fall in Tabelle 1) ergibt substantzielle Verlagerungseinsparungen von jeweils 18 %, 32 % und 38 % für Stahl, Harnstoff und Ethylen.

Das Aufteilen der Wertschöpfungskette in die drei Produktionsschritte und das Betrachten der vier resultierenden Verlagerungsfälle (vgl. Abbildung 3) erlaubt es uns zu zeigen, wie die Produktionskosten mit jedem zusätzlich verlagerten Wertschöpfungsschritt reduziert werden (außer im Fall 1A und einer Strompreisdifferenz ≤ 35 EUR/MWh) sowie welcher Anteil der Kostenreduktion mit welchem Verlagerungsschritt auftritt (s. Abbildungen 4 und 5). Ein großer Anteil der Energiekostenreduktion entsteht mit der Verlagerung der Elektrolyse, dem energieintensivsten Produktionsschritt aller drei Wertschöpfungsketten. Im Fall 1A übersetzen sich diese Energiekostenvorteile jedoch in tatsächliche Verlagerungseinsparungen von lediglich 1 bis 2 % (für den mittleren Fall), da die Transportkosten für schiffsgebundenen Wasserstoffimport hoch sind. Niedrigere Transportkosten im Fall 1B erhöhen die Verlagerungseinsparungen signifikant auf 9 %, 19 % und 19 %. Im Falle vom Import von Vorprodukten (DRI, NH₃, MeOH) können fast die vollen Verlagerungseinsparungen (wie bei der vollständigen Produktion im Ausland) in Höhe von 13 %, 25 % und 36 % erzielt werden, sodass wenig Anreiz für weitere Verlagerung verbleibt.

Tabelle 1: Strompreisannahme für Abschätzungen der Verlagerungseinsparung, die in Abbildungen 4 und 5 gezeigt werden.

Preisfall	Prozesstyp	Strompreise (EUR/MWh)			Verlagerungseinsparung von Fall 3 zum Basisfall (%)		
		EE-reiche Region	EE-arme Region	Differenz	Stahl	Harnstoff	Ethylen
Schwacher Renewables Pull	Elektrolyse	30	50	20	8,7	14,1	20,6
	Grundlast	50	70				
Mittlerer Renewables Pull	Elektrolyse	30	70	40	18,3	32,1	37,6
	Grundlast	50	90				
Starker Renewables Pull	Elektrolyse	15	85	70	31,5	55,0	60,0
	Grundlast	35	105				

Dies ergibt sich durch den vergleichsweise geringen Energiebedarf der weiteren Verarbeitungsschritte (besonders im Vergleich zur Elektrolyse) sowie teils höheren Transportkosten für (halb-)fertige Produkte im Vergleich zu Vorprodukten.

Die hier gezeigten Ergebnisse bilden die Grundlage für tiefergehende sektorspezifische Analysen in den nachfolgenden Kapiteln, wo neben den hier quantitativ untersuchten „harten“ Faktoren (Energie-, Transport- und Finanzierungskosten) auch noch andere „weiche“ Faktoren betrachtet werden (vgl. Kapitel 2.1).

3.2 Fiskalische Kosten eines möglichen Green-Relocation-Schutzes

Wir schließen dieses Kapitel ab, indem wir die generischen Produktionskostendifferenzen auf den Fall deutscher Importe von Wasserstoff und Grundstoffen anwenden. Dies ermöglicht es uns, die politischen Kosten eines möglichen

Green-Relocation-Schutzes mittels Subventionen abzuschätzen. Wie zuvor bereits erwähnt, weist unser Ansatz methodische Grenzen auf, und der tatsächliche Subventionsbedarf könnte in beide Richtungen stark von unseren Schätzungen abweichen, je nach Größe der weichen Faktoren. Außerdem wird hier eine sehr gezielte Förderung einzelner Sektoren angenommen, wohingegen einige Instrumente die Förderung ungezielt und gleichförmig über viele Branchen und Wirtschaftszweige hinweg verteilen könnten (z. B. ein einheitlicher Industriestrompreis, vgl. Kapitel 2.2), was noch größere Fördervolumen zum Erreichen desselben Effektes für energieintensive Grundstoffe bedeuten würde. Trotz dieser vereinfachenden Annahmen können die hier gezeigten Abschätzungen dazu dienen, einen ersten Eindruck von den gesellschaftlichen Auswirkungen grüner Verlagerung und den Implikationen für regulatorische Eingriffe zu gewinnen.

Tabelle 2: Szenarioannahmen für einen möglichen Green-Relocation-Schutz Mechanismus. Die resultierenden Förderbedarfe werden in Abbildung 6 gezeigt.

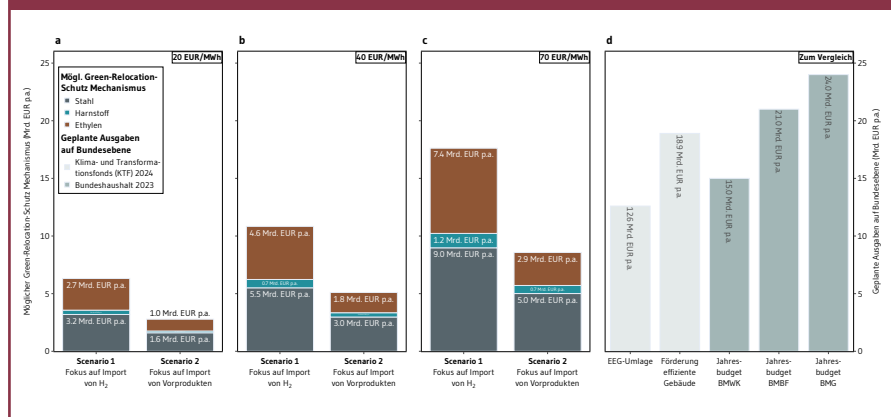
		Basisfall	Fall 1A	Fall 1B	Fall 2	Fall 3
		Heimische Produktion	Import von H ₂ per Schiff	Import von H ₂ per Pipeline	Import von Vorprodukten	Import von (halb-)fertigen Produkten
Szenario		Import- bzw. Produktionsanteil				
Szenario 1		33 %	33 %	33 %	—	—
Szenario 2		15 %	15 %	—	50 %	20 %
Produkt	Mengen (Mt p.a.)	Beispielhafte Exportländer				
Stahl	40				Schweden, Brasilien	
Harnstoff	4	keine	Chile	Norwegen	Kanada, Saudi-Arabien	
			Australien	Marokko		
Ethylen	5				USA, Island	

werden. Somit können wir die Perspektive der deutschen Regierung einnehmen, die entweder darauf abzielt, (1) die industriellen Produktionsmuster wie heute beizubehalten (und gleichzeitig den Anteil der importierten Energie durch den Ausbau der heimischen Erzeugung von EE-Strom zu reduzieren) oder (2) eine gemischte Lösung zu etablieren, bei der die Versorgungssicherheit durch die Beibehaltung eines Drittels der industriellen Produktion erreicht wird, während für den verbleibenden Anteil auf Importe von Vorprodukten und teilweise von (halb-)fertigen Produkten von globalen Märkten (und/oder ausgewählten Exporteuren) zurückgegriffen wird. Die in Tabelle 2 aufgeführten potenziellen Exportländer wurden exemplarisch auf der Grundlage des EE-Potenzials, der bestehenden fossilen Produktion, der Ankündigung grüner Projekte und der Verfügbarkeit von Rohstoffen ausgewählt.

Die Projektionen für den deutschen Grundstoffbedarf im Jahr 2040 entnehmen wir zweier Studien zur Dekarbonisierung der deutschen Industrie (Fleiter u. a. 2022; VCI und VDI 2023). Projektionen für den Ammoniakbedarf von circa 3 Mt p.a. würden zu einem Harnstoffbedarf von circa 5 Mt p.a. führen, wenn das gesamte Ammoniak ausschließlich in Harnstoff umgewandelt werden würde. Der Einfachheit halber gehen wir von einer Harnstoffnachfrage von 4 Mt aus, um den gesamten Düngemittelsektor und andere industrielle Nutzung von Ammoniak zu repräsentieren (ungeachtet potenzieller künftiger Anwendungen in Energiewirtschaft und Transportsektor). Bei Stahl entspricht der Anteil der verbleibenden Industrieproduktion in Szenario 2 in etwa der Stahlproduktionskapazität, die private Unternehmen und politische Entscheidungsträger bis etwa 2030 transformieren wollen (auf der Grundlage von Instrumenten wie den IPCEIs und den KSVs, vgl. Kapitel 2.2 u. 6.1).

Abhängig von der Stärke des Renewables Pulls (der wiederum von den Strompreisunterschieden abhängt) liegen die gesamten potenziellen jährlichen Verlagerungseinsparungen (im Vergleich zu Direktimporten des Endprodukts) und damit der erforderliche grüne Verlage-

Abbildung 6: Fiskalische Kosten eines möglichen Green-Relocation-Schutz Mechanismus für Deutschland. Quelle: Verpoort u. a. (2024)



a–c Schätzungen für jährlich benötigte Fördervolumen für einen möglichen Green-Relocation-Schutz Mechanismus für die beiden in Tabelle 2 definierten Szenarien: Szenario 1 mit Fokus auf den Import und die deutsche Produktion von Wasserstoff und dem Erhalt bestehender industrieller Produktionsstandorte sowie Szenario 2 mit Fokus auf den Import industrieller Vorprodukte. Die Schätzungen basieren auf der zuvor gezeigten Quantifizierung der Kosteneinsparungen und den drei Fällen für Strompreisdifferenzen (20, 40 und 70 EUR/MWh) aus Tabelle 1. d Vergleich mit ausgewählten Budgets der Ministerien für das Jahr 2023 und mit ausgewählten Budgets aus dem Klima- und Transformationsfonds für 2024 (Knopf und Illenseer 2023; BMF 2022).

Wir gehen von zwei Szenarien mit unterschiedlichem Grad an grüner Verlagerung aus (Tabelle 2). Diese entsprechen politischen Szenarien, die unterschiedliche Strategien verfolgen. Szenario 1 (Fokus auf Import von H₂) geht davon aus, dass Grundstoffe im Inland produziert werden, mit einem Mix aus inländisch produziertem Wasserstoff (Basisfall) und importiertem Wasserstoff (zu gleichen

Teilen über Pipeline und Schiff; Fälle 1A/B). Szenario 2 (Fokus auf Import von Vorprodukten) geht davon aus, dass die vollständige inländische Produktion (Basisfall) und die Wasserstoffimporte per Schiff (Fall 1A) auf jeweils 15 % reduziert werden und die Wasserstoffimporte per Pipeline (Fall 1B) durch 50 % importierte Vorprodukte (Fall 2) und 20 % importierte (Halb-)Fertigprodukte (Fall 3) ersetzt

rungsschutz in einem Bereich von 6 bis 18 Milliarden Euro p.a. für Szenario 1 und 3 bis 9 Milliarden Euro p.a. für Szenario 2 (Abbildung 6a–c). Diese Zahlen können als Hinweis auf Subventionen oder andere politische Kosten interpretiert werden, die Deutschland als Green-Relocation-Schutz zahlen müsste, um zu verhindern, dass Unternehmen die Produktion energieintensiver Grundstoffe verlagern. Es ist hilfreich, diese Subventionen mit den geplanten Ausgaben aus dem Bundeshaushalt des Jahres 2023 (BMF 2022) und dem Klima- und Transformationsfonds für das Jahr 2024 (laut Wirtschaftsplan des Regierungsentwurfs 2024; Knopf und Illenseer 2023) zu vergleichen (Abbildung 6d), was darauf hindeutet, dass solche Subventionen zu erheblichen zusätzlichen Belastungen im Bundeshaushalt führen würden.

4. DERZEITIGE BEDEUTUNG ENERGIE-INTENSIVER INDUSTRIEN FÜR DIE DEUTSCHE VOLKSWIRTSCHAFT

Dieses Kapitel befasst sich mit der volkswirtschaftlichen Bedeutung energieintensiver Industrien in Deutschland. Wie im restlichen Bericht liegt der Fokus auf den Branchen Stahl und Chemie. Die volkswirtschaftliche Bedeutung dieser Branchen wird anhand unterschiedlicher Indikatoren, entlang verschiedener Dimensionen und auf Basis unterschiedlicher Datenquellen abgeschätzt:

- ▶ **Indikatoren** — Die zwei wichtigsten Indikatoren für die volkswirtschaftliche Bedeutung der Branchen, beziehungsweise Wirtschaftszweige umfassen
 - ▷ die Menge der generierten *Wertschöpfung* und
 - ▷ die Zahl der angebotenen *Arbeitsplätze*.
 - ▶ **Tiefendimension** — Es ist zu unterscheiden zwischen:
 - ▷ *Direkt betroffenen Wirtschaftszweigen („Grundstoffe“)*: Dies umfasst die Effekte der betrachteten Wirtschaftszweige selbst (ohne die Berücksichtigung von Folgeeffekten auf vor- oder nachgelagerte Industrien).
 - ▷ *Vorgelagerten Wirtschaftszweigen („Upstream“)*: Die Produktion von Grundstoffen benötigt Leistungen, beziehungsweise Inputs aus sogenannten vorgelagerten Wirtschaftszweigen (beispielsweise Energie, Großhan-
- delsleistungen, Bergbauerzeugnisse). Vorgelagerte Effekte umfassen also die volkswirtschaftlichen Indikatoren der vorgelagerten Wirtschaftszweige.
- ▷ *Nachgelagerten Wirtschaftszweigen („Downstream“)*: Die Erzeugnisse, beziehungsweise Outputs der Grundstoffindustrie, insbesondere der Stahl und Chemie, fließen wiederum als Vorleistungen, beziehungsweise Inputs in sogenannte nachgelagerte Wirtschaftszweige (beispielsweise Kraftfahrzeugbau, Maschinenbau, Kunststoffindustrie). Nachgelagerte Effekte umfassen also die volkswirtschaftlichen Indikatoren der nachgelagerten Wirtschaftszweige.
- ▶ **Direkte und indirekte Effekte:**
 - ▷ *Direkt*: Der Effekt auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze im betrachteten Wirtschaftszweig, der sich unmittelbar durch Veränderung des betrachteten Wirtschaftszweigs ergibt.
 - ▷ *Indirekt*: Der Effekt auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze in anderen Wirtschaftszweigen, der sich durch Veränderung des betrachteten Wirtschaftszweigs ergibt.

- ▶ **Datenquellen** — Die gezeigten Grafiken basieren auf
 - ▷ der Kostenstrukturerhebung (Statistisches Bundesamt 2019d),
 - ▷ der Erhebung über den Energieverbrauch (Statistisches Bundesamt 2019b),
 - ▷ der Luftemissionsrechnung (Statistisches Bundesamt 2019e),
 - ▷ der Produktionserhebung (Statistisches Bundesamt 2019f),
 - ▷ der Input-Output-Rechnung (Statistisches Bundesamt 2019c),
 - ▷ der Außenhandelsstatistik (Statistisches Bundesamt 2019a) und
 - ▷ der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (Statistisches Bundesamt 2019g)
 des Statistischen Bundesamts (nachfolgend DESTATIS).

Die Analyse erfolgt überwiegend auf Basis der Daten des Jahres 2019, da dieses Jahr weder von der Corona-Pandemie noch den besonders hohen Erdgaspreisen betroffen war und sich daher als guter Vergleichspunkt für das Vorkrisenniveau eignet.

4.1 Energieanteil der energieintensiven Industrien

Unter dem Begriff Energieintensität wird aus volkswirtschaftlicher Sicht der Energieverbrauch im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) verstanden. Auf Branchenebene bezeichnet die Energieintensität den Energieverbrauch im Verhältnis zur Wertschöpfung. Bezugnehmend auf den Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten (vgl. Kapitel 3) ist es auch interessant, die Energiekosten relativ zum Umsatz zu betrachten (vgl. Abbildungen 7 und 8).

Abbildungen 7 und 8 ordnen die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes anhand des Anteils der Energiekosten am Umsatz. Die Abbildungen veranschaulichen, dass energieintensive Wirtschaftszweige mit einem hohen Energiekostenanteil am Umsatz (von cir-

ca 3 bis 15 %) nur einen kleinen Teil (von circa 2 %) des bundesweiten BIPs, beziehungsweise der bundesweiten Beschäftigung ausmachen, wohingegen der Großteil des verarbeitenden Gewerbes einen deutlich niedrigeren Energiekostenanteil aufweist. Abbildungen 9 und 10 zeigen eine ähnliche Systematik anhand des spezifischen und kumulierten Energieverbrauchs sowie der spezifischen und kumulierten Emissionen (jeweils pro Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige). Circa 18 % der industriellen Wertschöpfung sind für circa 83% des industriellen Energieverbrauchs verantwortlich. Gleichzeitig sind circa 11 % der industriellen Wertschöpfung sind für circa 74 % der industriellen THG-Emissionen verantwortlich. Die Herausforderungen der Industriedekarbonisierung konzentrieren sich also in sehr spezifischen Sektoren

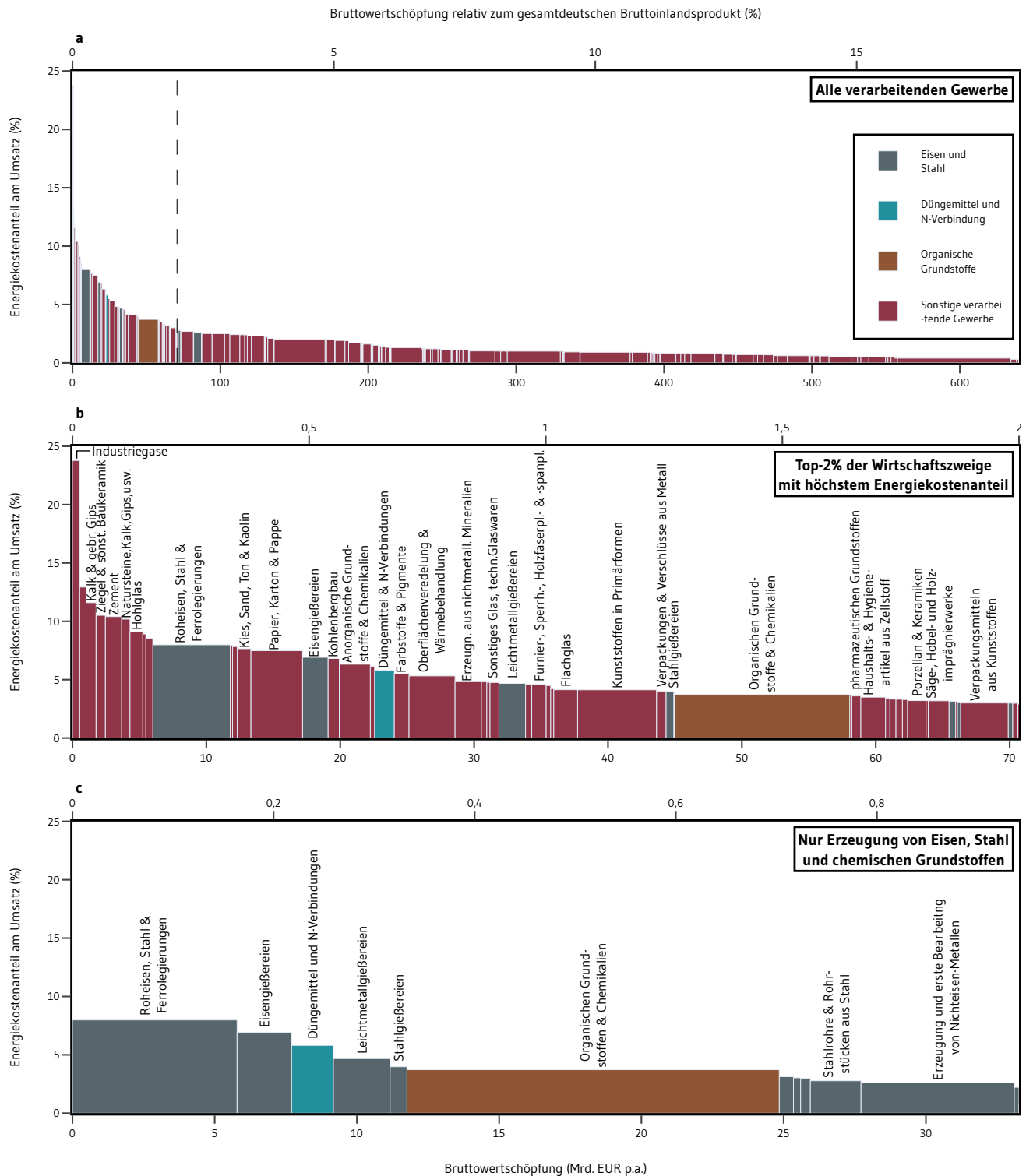
Die farblich hervorgehobenen, beziehungsweise in Abbildungen 7c und 8c gezeigten Wirtschaftszweige sind Teil der Branchen Stahl und Chemie, die in diesem Bericht näher analysiert werden. Die Herstellung von Stahl und Roheisen, Düngemittel und Stickstoffverbindungen und organischen Grundstoffchemikalien leisteten eine Bruttowertschöpfung von jeweils 19,2 Milliarden Euro, 1,5 Milliarden Euro und 13,1 Milliarden Euro im Jahr 2019, was 0,61 %, 0,05 % und 0,42 % der Bruttowertschöpfung der gesamten Volkswirtschaft entsprach.

Statistische Erhebungen, wie die hier verwendete Kostenstrukturerhebung, können lediglich Aussagen bezüglich der Energiekostenanteile ganzer Wirtschaftszweige treffen, nicht jedoch bezüglich der Energiekostenanteile einzelner Unternehmen oder gar Prozesse. Die Vermutung liegt jedoch nahe, dass sich das hier beobachtete Muster weiter überträgt: einzelne Prozesse am Anfang der Wertschöpfungsketten weisen besonders hohe Energiekostenanteile, aber verhältnismäßig geringe Anteile an der gesamten Wertschöpfung auf.

Das statistische Jahressbuch der Wirtschaftsvereinigung Stahl löst die Verteilung der Beschäftigung innerhalb der Produktionsbereiche noch etwas feiner

auf, als dies bei DESTATIS der Fall ist. Demzufolge sind nur circa 5 % der Beschäftigten in der Roheisenerzeugung, 13 % in der Rohstahlerzeugung (Elektrostahlwerke, Oxygenstahlwerke und Sonstige Stahlwerke) und die restlichen 82 % in der weiteren Bearbeitung von Stahl tätig. (WV Stahl 2024b) Vergleichbare Daten zur Chemiebranche liegen nicht vor.

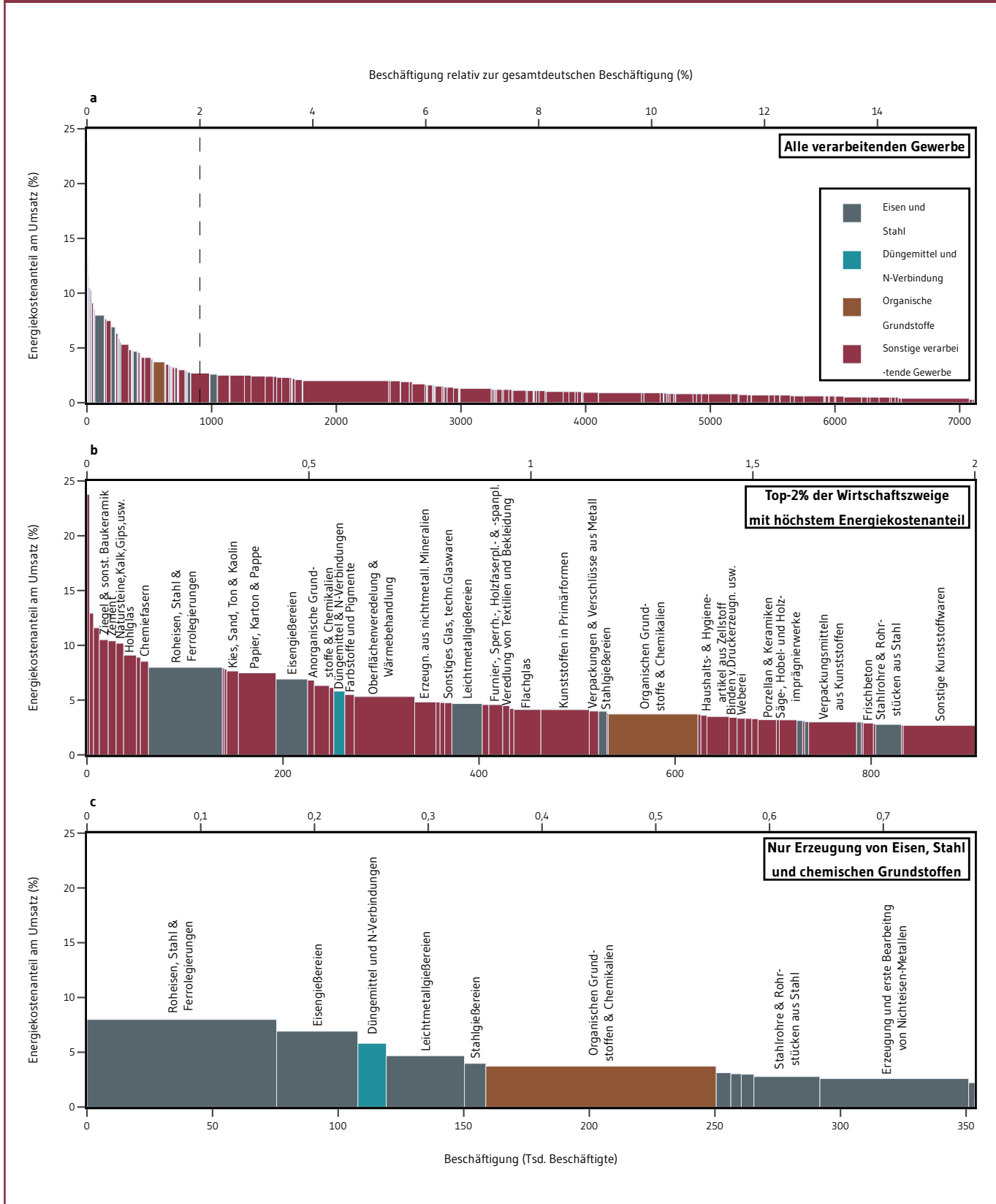
Abbildung 7: Anteil der Energiekosten am Umsatz über Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige in Deutschland
 Quelle: Berechnungen des PIK basierend auf Kostenstrukturerhebung von DESTATIS



Gezeigt ist der Anteil der Energiekosten (nur energetische Nutzung) der Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes am Umsatz (vertikale Achse) für verschiedene Wirtschaftszweige und deren zugehörige kumulierte Bruttowertschöpfung (untere horizontale Achse), beziehungsweise relativer Anteil der kumulierten Bruttowertschöpfung am gesamtdeutschen Bruttoinlandsprodukt (obere horizontale Achse). **a** Gesamtes verarbeitendes Gewerbe. **b** Zoom auf Wirtschaftszweige mit dem höchsten Energiekostenanteil (Top 2%, gemessen an der Wertschöpfung). **c** Nur ausgewählte Wirtschaftszweige in den Branchen Stahl und Chemie. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

Abbildung 8: Anteil der Energiekosten am Umsatz über Beschäftigung der Wirtschaftszweige in Deutschland

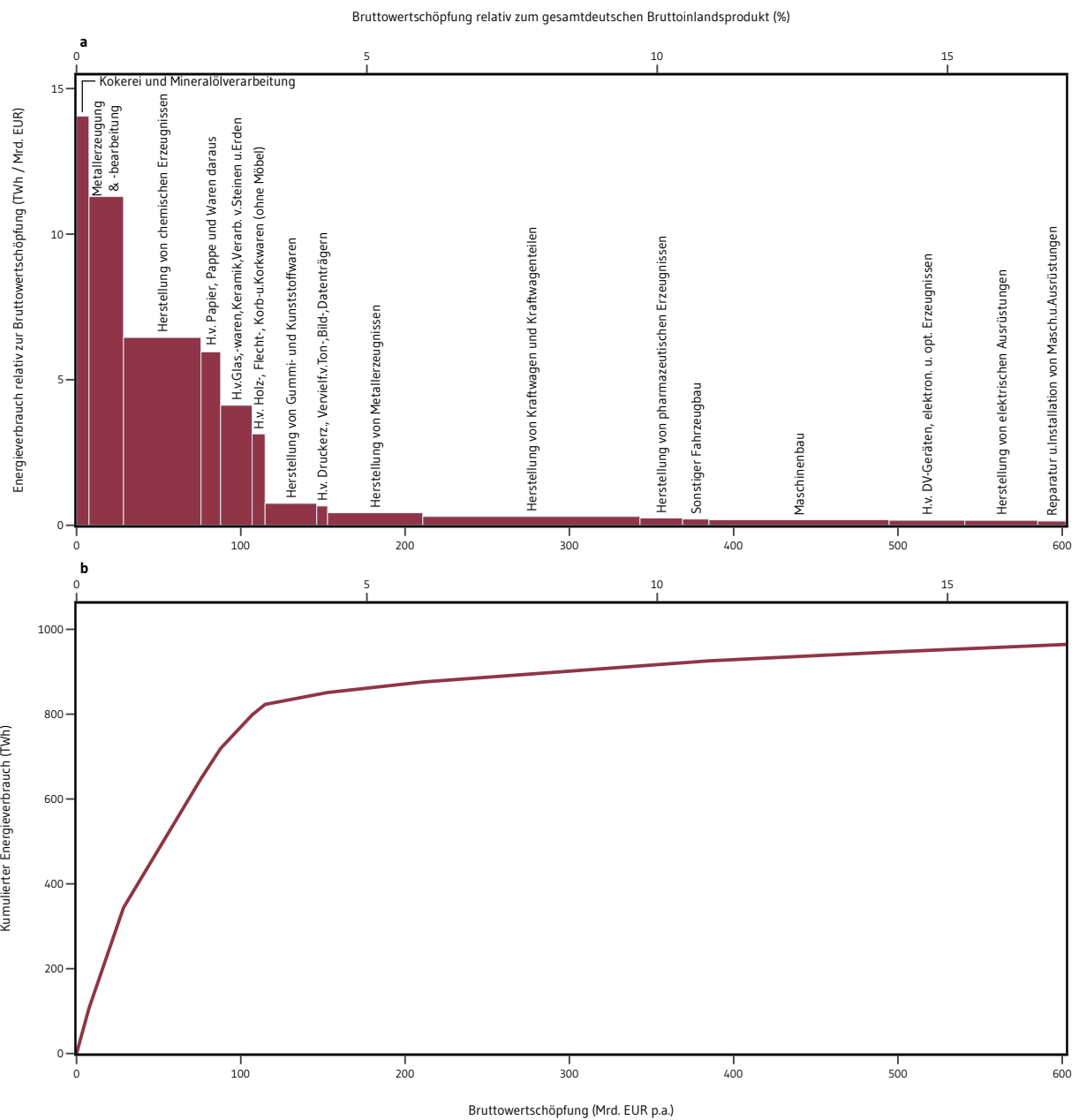
Quelle: Berechnungen des PIK basierend auf Kostenstrukturerhebung von DESTATIS



Gezeigt ist der Anteil der Energiekosten (nur energetische Nutzung) der Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes am Umsatz (vertikale Achse) für verschiedene Wirtschaftszweige und deren zugehörige kumulierte Beschäftigung (untere horizontale Achse), beziehungsweise relativer Anteil der kumulierten Beschäftigung an der gesamtdeutschen Beschäftigung (obere horizontale Achse). **a** Gesamtes verarbeitendes Gewerbe. **b** Zoom auf Wirtschaftszweige mit dem höchsten Energiekostenanteil (Top 2%, gemessen an der Wertschöpfung). **c** Nur ausgewählte Wirtschaftszweige in den Branchen Stahl und Chemie. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

Abbildung 9: Energieverbrauch über Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige in Deutschland

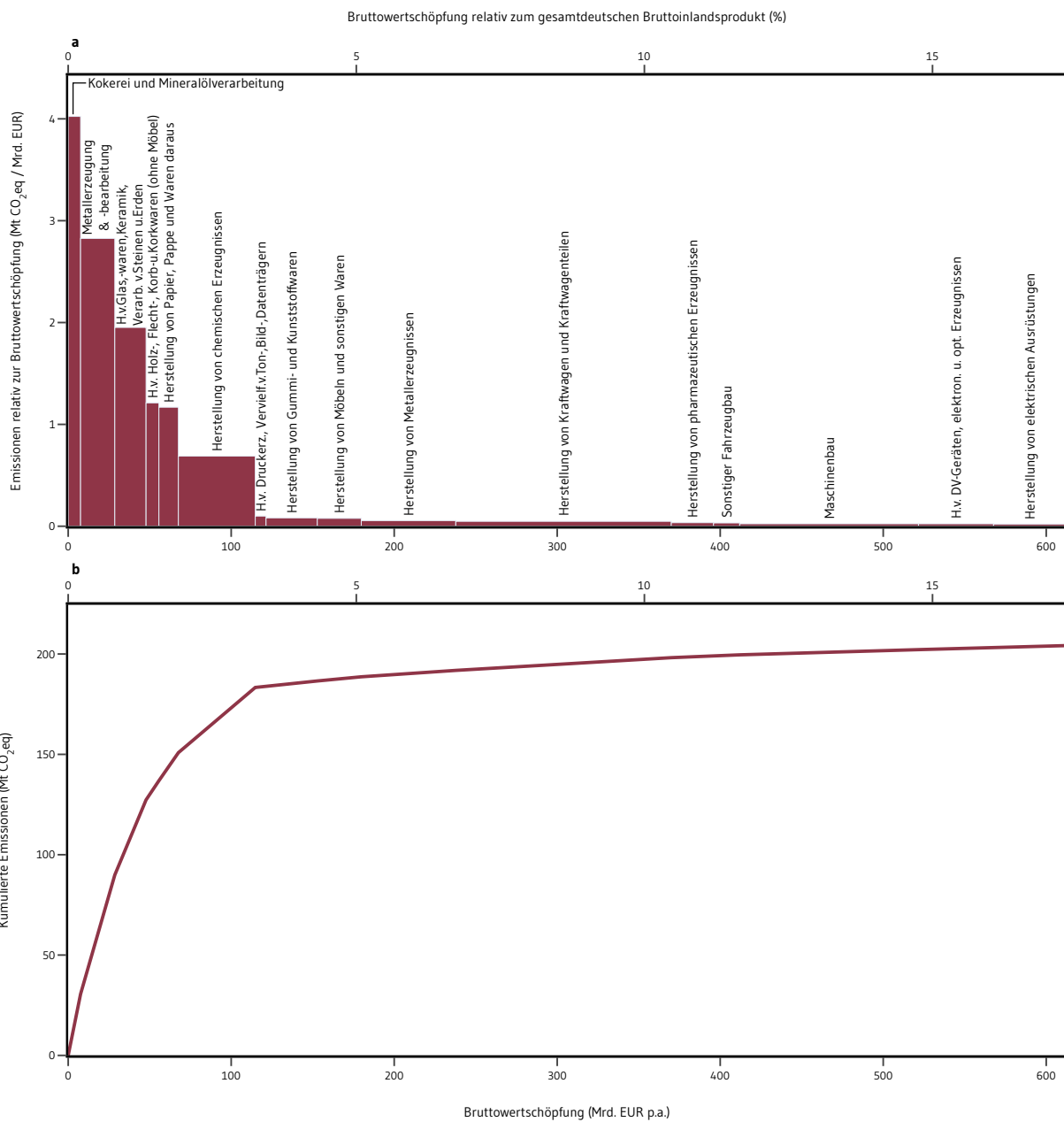
Quelle: Berechnungen des PIK basierend auf Jahresehebung über die Energieverwendung der Betriebe von DESTATIS



a Spezifischer Energieverbrauch (Energieverbrauch pro Bruttowertschöpfung) der Wirtschaftszweige (vertikale Achse) über kumulierte Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige (horizontale Achse) für das verarbeitende Gewerbe. **b** Kumulierter Energieverbrauch der Wirtschaftszweige (vertikale Achse) über kumulierte Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige (horizontale Achse) für das verarbeitende Gewerbe. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

Abbildung 10: Treibhausgasemissionen über Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige in Deutschland

Quelle: Berechnungen des PIK basierend auf Luftemissionsrechnung von DESTATIS



a Spezifische Emissionen (Emissionen pro Bruttowertschöpfung) der Wirtschaftszweige (vertikale Achse) über kumulierte Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige (horizontale Achse) für das verarbeitende Gewerbe, sortiert nach absteigender Energieintensität. **b** Kumulierte Emissionen der Wirtschaftszweige (vertikale Achse) über kumulierte Bruttowertschöpfung der Wirtschaftszweige (horizontale Achse) für das verarbeitende Gewerbe, sortiert nach absteigender Energieintensität. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

4.2 Abgrenzung der Stahl- und Chemiebranche aus makroökonomischer Perspektive

Der Wirtschaftszweig Eisen- und Stahlherzeugung (WZ08-24.1-24.3) umfasst die Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen, die Herstellung von Stahlrohren und Rohrstücken aus Stahl sowie die sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl, jedoch nicht die Erzeu-

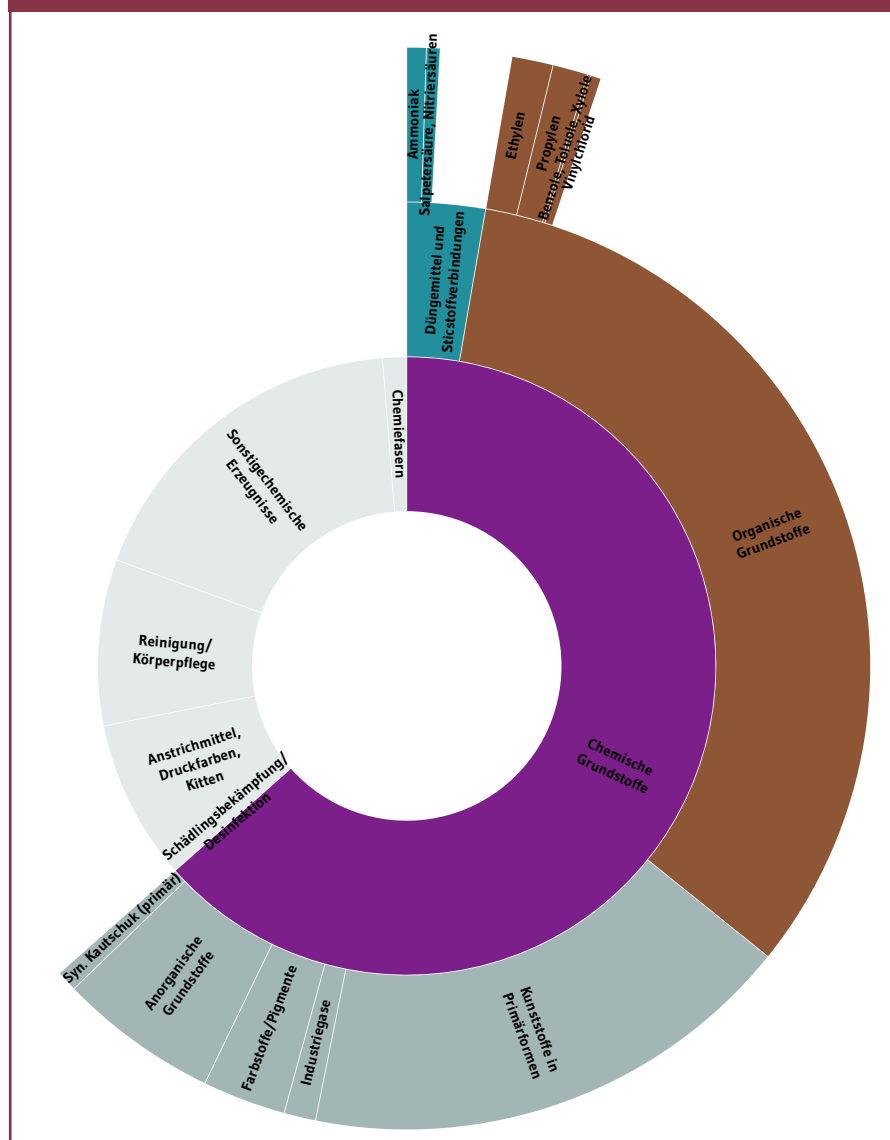
gung von Nicht-Eisen Metallen und die Aktivität von Gießereien.

Der Wirtschaftszweig Herstellung chemischer Erzeugnisse (WZ08-20) umfasst eine deutlich heterogenere Produktpalette: Sowohl verschiedene Unterbereiche der Herstellung chemischer Grundstoffe als auch verarbeitete Erzeugnisse wie Schädlingsbekämpfungsmittel, Anstriche und Farben, Seifen, Wasch- und Rei-

nigungsmittel, Körperpflegemittel und so weiter. Die im Kontext dieses Berichts relevante Grundstoffchemie macht etwa 60 % des Produktionswerts in der gesamten chemischen Industrie aus (s. Abbildung 11). Die Herstellung von organischen Grundstoffen sowie die Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen ist wiederum ein Teilbereich der Grundstoffchemie. Die Produktion von Ammoniak als Teil der Düngemittelproduktion macht nur etwa 0,5 % des gesamten Produktionswertes in der Chemiebranche und etwa ein Fünftel des Bereichs Düngemittel und Stickstoffverbindungen aus. Der Produktionswert von Ethylen macht etwa 1,1 % des Produktionswertes der Chemiebranche und etwa 3 % des Bereichs organische Grundstoffe und Chemikalien aus.

Abbildung 11: Anteile von Ammoniak und HVCs am Bruttoproduktionswert in der Chemiebranche in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Kostenstrukturerhebung und Produktionserhebung von DESTATIS



Nutzung der Werte aus der Kostenstrukturerhebung für die inneren beiden Kreise, Abschätzung der Produktionswerte von Ethylen und Ammoniak aus der Produktionserhebung: Wert der zum Absatz bestimmten Produktion im Verhältnis zur Absatzmenge multipliziert mit der produzierten Gesamtmenge. Die Produktionswerte im äußeren Kreis sind nur für vereinzelte Produkte auf dieser Aggregationsebene bekannt, von denen die wichtigsten hier gezeigt sind. Aus dieser Grafik geht hervor, dass Commodities wie Ammoniak und HVCs (die in großen Mengen produziert werden und die für einen großen Teil des Energie- und Rohstoffverbrauchs der Grundstoffchemie verantwortlich sind) nur einen kleinen Anteil des Bruttoproduktionswerts ausmachen. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

Je nach Datenquelle lassen sich die Angaben zur Stahlherzeugung und die Grundstoffchemie im Sinne des vorliegenden Papiers nicht immer im gleichen Detailgrad spezifizieren und interpretieren. Verflechtungen innerhalb der deutschen Wirtschaft (vorgelagerte und nachgelagerte Wirtschaftszweige) können auf Basis der im Folgenden genutzten Input-Output-Tabellen nur auf Ebene der Wirtschaftszweige und nicht ihrer Unterbereiche ausgewiesen werden. Insbesondere in Hinblick auf den heterogenen Wirtschaftszweig Chemische Erzeugnisse müssen die Ergebnisse vor dem Hintergrund interpretiert werden, dass sie auch die Struktur anderer Teilbereiche neben beispielsweise der organischen Grundstoffe und Düngemittel abbilden. Dazu kommt, dass die Angaben der verwendeten Statistiken aufgrund unterschiedlicher Abgrenzung, beziehungsweise Zuordnung der Wirtschaftszweige teilweise nicht direkt zueinander passen und daher leichte Inkonsistenzen aufweisen können.³

4.3 Die direkte volkswirtschaftliche Bedeutung der Stahl- und Chemiebranche

Die Wirtschaftszweige Eisen- und Stahlherzeugung sowie die chemische Industrie sind von energieintensiver Produkti-

³ Beispielsweise wird in der Produktionsstatistik der Wert der zum Absatz bestimmten Produktion beziehungsweise der Wert der Gesamtproduktion angegeben, während in der Kostenstrukturerhebung der Netto-, beziehungsweise Bruttoproduktionswert angegeben ist.

on geprägt und liefern wichtige Grundstoffe für die deutsche Wirtschaft. Gleichzeitig stellen sie, gemessen an der gesamten wirtschaftlichen Aktivität in Deutschland, eher kleine Anteile in Bezug auf Erwerbstätige und der Wertschöpfung dar. Abbildung 12 zeigt überblicksartig die Bedeutung der Stahl- und Chemiebranche in Deutschland im Jahr 2019. In der Eisen- und Stahlherstellung direkt sind etwa 121.000 Personen beschäftigt (damit 0,25 % der der insgesamt circa 45 Millionen Erwerbstätigen in Deutschland). Der Anteil an der gesamten Bruttowertschöpfung in Deutschland liegt bei etwa 0,3 % (9,1 Milliarden Euro von insgesamt etwa 3,1 Billionen Euro in 2019). In der Herstellung chemischer Erzeugnisse direkt sind 337.000 Personen beschäftigt (etwa 0,75 % aller Erwerbstätigen in Deutschland). Der Anteil der Wertschöpfung der Chemiebranche an der gesamten Wertschöpfung in Deutschland beträgt 1,3 %. Je beschäftigter Person wird in der Herstellung chemischer Erzeugnisse im Ver-

gleich zur Stahlerzeugung geringfügig mehr Bruttowertschöpfung erzeugt (circa 122.000 Euro je Beschäftigten in der Chemie im Vergleich zu 75.000 Euro je Beschäftigten im Stahl). Die Herstellung von Düngemittel, beziehungsweise organischer Grundstoffe macht mit 11.000, beziehungsweise 92.000 Personen jeweils circa 3 % beziehungsweise 27 % der Beschäftigung der Chemiebranche aus. Die Anteile an der Bruttowertschöpfung sind ähnlich. Pro Arbeitsplatz wird in diesen Teilbereichen der Chemiebranche eine Bruttowertschöpfung in Höhe von etwa 140.000 Euro p.a. erzeugt.

Die Chemiebranche weist eine starke regionale Clusterung rund um Chemie-parks mit entsprechender Infrastruktur und Nähe zu Lieferanten und Abnehmern auf. Insbesondere in den Bundesländern Hessen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt gibt es entsprechend viele Kreise, in denen ein hoher Anteil (bis zu einem Viertel der Beschäftigten) in der chemischen Industrie tätig

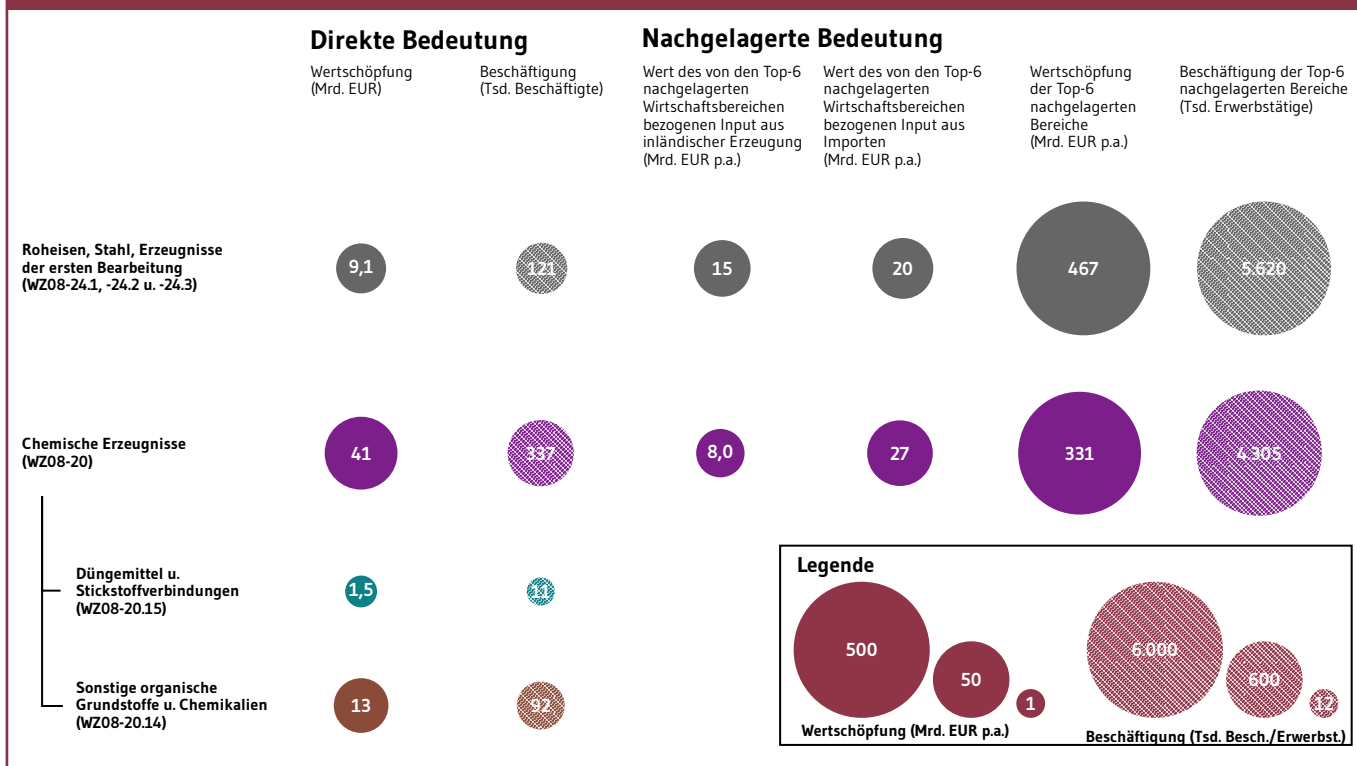
ist (Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE 2021). Der weitaus überwiegende Anteil der in der chemischen Industrie tätigen Betriebe sind KMUs, die auch die meiste Beschäftigung und Wertschöpfung auf sich vereinen (Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE 2021). Die Stahlindustrie ist zwar gemessen an der Anzahl der Betriebe auch geprägt durch KMUs, der allergrößte Teil des Umsatzes wird jedoch in großen Unternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten erwirtschaftet⁴. Ähnlich wie die chemische Industrie ist auch die Stahlindustrie regional konzentriert, so dass die regionale wirtschaftliche Bedeutung deutlich höher liegen kann als für Deutschland insgesamt.

4.4 Die volkswirtschaftliche Bedeutung der nachgelagerten Wirtschaftszweige

Neben der direkten Bedeutung der Stahl- und Chemiebranche für die deutsche Wirtschaft sind in Abbildung 12

Abbildung 12: Direkte und indirekt nachgelagerte wirtschaftliche Bedeutung der Erzeugung von Stahl und chemischen Grundstoffen in Deutschland

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI basierend auf Kostenstrukturerhebung, Produktionserhebung, Input-Output-Rechnung von DESTATIS



Die direkte Bedeutung umfasst die Wertschöpfung in Mrd. EUR p.a. und die Beschäftigung in Tsd. Beschäftigten, die direkt in den betrachteten Wirtschaftszweigen entsteht. Die nachgelagerte Bedeutung bezieht sich auf die sechs Wirtschaftsbereiche, die am meisten Stahl, beziehungsweise chemische Erzeugnisse beziehen (Top-6). Sie umfasst die Wertschöpfung in Mrd. EUR p.a. und die Beschäftigung in Tsd. Erwerbstätigen. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

auch Kennzahlen zur indirekten Bedeutung in nachgelagerten Wirtschaftszweigen aufgeführt. Die sechs Wirtschaftszweige, die mit Abstand am meisten Stahl nachfragen, beziehen in Summe Stahl im Wert von 15 Milliarden Euro aus heimischer Erzeugung. Das entspricht über 90 % des an andere Wirtschaftszweige gelieferten Stahls und etwa 18 % der heimischen Produktion. Dazu kommen 20 Milliarden Euro importierter Stahl. Diese besonders wichtigen stahlbeziehenden Wirtschaftszweige, wie die Metallherzeugung, der Kraftwagenbau oder der Maschinenbau, leisten einen größeren („indirekten“) Beitrag zu Beschäftigung und Wertschöpfung als die Stahlbranche selbst („direkt“). Auch die („indirekte“) Wertschöpfung und Beschäftigung der sechs nachgelagerten Wirtschaftszweige, die am meisten chemische Erzeugnisse nachfragen, ist um ein Vielfaches höher als in der Chemiebranche selbst („direkt“). Diese sechs Wirtschaftszweige, unter anderem Gummi- und Kunststoffwaren, Pharmazie und Baugewerbe, beziehen in Summe chemische Erzeugnisse im Wert von acht Milliarden Euro aus inländischer Erzeugung (dies entspricht etwa 50 % der an nachgelagerte Wirtschaftsbereiche gelieferten chemischen Erzeugnisse und etwa 5 % der heimischen Produktion) sowie Importe in Höhe von 27 Milliarden Euro.

Somit ist klar, dass von Veränderungen in der Erzeugung von Stahl und chemischen Erzeugnissen in Deutschland potenziell auch bedeutsame nachgelagerte Wirtschaftszweige indirekt betroffen wären. Inwieweit nachgelagerte wirtschaftliche Aktivität von der heimischen Erzeugung unmittelbar abhängig ist, muss im Einzelfall untersucht werden. Beispielsweise werden in der Metallverarbeitung und im Maschinenbau häufig Spezialstähle eingesetzt. Eine Analyse der gemeinsamen Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten von Grundstoffindustrie und nachgelagerten Branchen könnte hierzu zusätzliche Erkenntnisse bringen. Die in Abbildung 13 gezeigte Wertschöpfung und Beschäftigung dient lediglich zur Einordnung der direkten ökonomischen Bedeutung der jeweils sechs wichtigsten nachgelagerten Wirtschaftszweige. Aus der Grafik wird deutlich, dass bereits heute Importe von Stahl und chemischen Erzeugnissen eine wichtige Rolle spielen. Gleichzeitig kann daraus nicht geschlussfolgert werden, dass eine Substitution hin zu mehr Importen problematisch möglich wäre.

4.5 Auswirkungen eines Strukturwandels hin zu mehr Importen für nachgelagerte Wirtschaftszweige

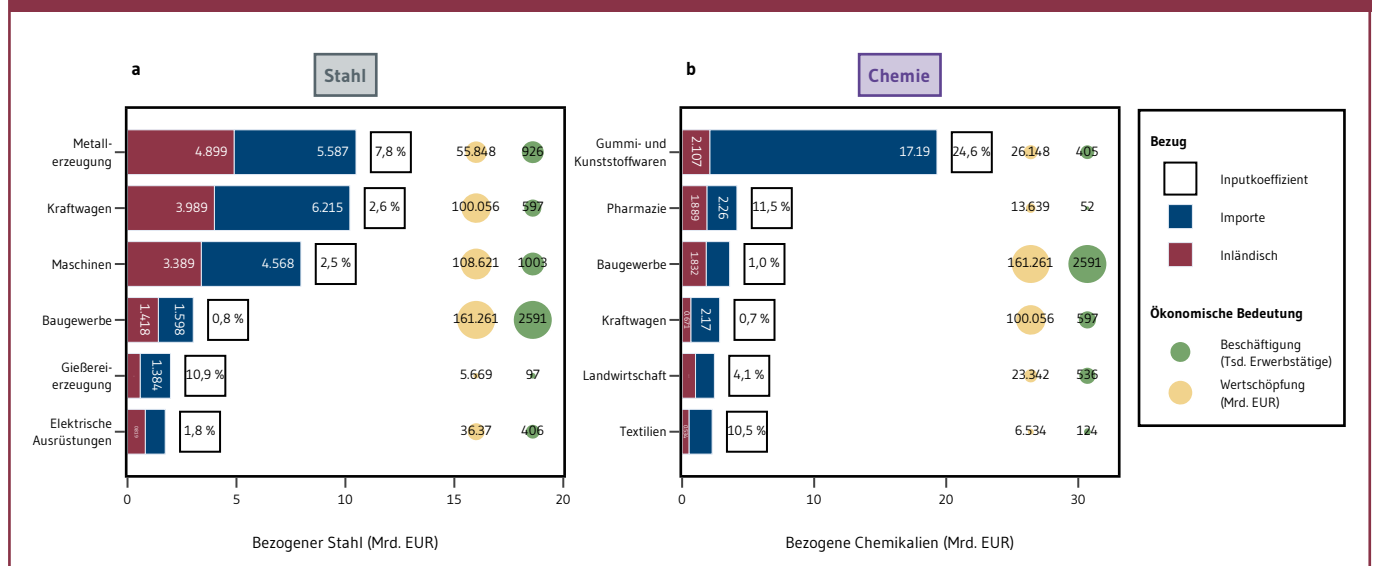
Die nachfolgende Analyse untersucht, wie abhängig die deutsche Wirtschaft von der heimischen Herstellung der Grundstoffe Stahl und Chemie ist. Hierbei ergeben sich zwei Fragen:

1. Welche nachgelagerten wirtschaftlichen Aktivitäten sind eng mit den Grundstoffen der Stahl- und Chemieindustrie verwoben und wären grundsätzlich von einem Strukturwandel hin zu einem höheren Importanteil von Grundstoffen und Vorprodukten betroffen?
2. Wie groß wären die tatsächlichen Implikationen eines Strukturwandels auf die nachgelagerten wirtschaftlichen Aktivitäten und würden diese tatsächlich zu einer Stilllegung oder Verlagerung jener Aktivitäten führen?

Die Methode der Input-Output-Analyse kann diese Fragen nicht vollständig beantworten. Die Analyse spezifischer Liefer- und Produktionsketten erfordert einen höheren Detailgrad. Die Input-Output-Analyse bildet das Gesamtsystem ab und kann mit Blick auf die erste Frage genutzt werden, um Verflechtungen zwi-

Abbildung 13: Bezug von Stahl und chemischen Erzeugnissen durch ausgewählte nachgelagerte Wirtschaftsbereiche in Deutschland

Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI basierend auf Input-Output-Rechnung von DESTATIS



Die direkte Bedeutung umfasst die Wertschöpfung in Mrd. EUR p.a. und die Beschäftigung in Tsd. Beschäftigten, die direkt in den betrachteten Wirtschaftszweigen entsteht. Die indirekt nachgelagerte Bedeutung bezieht sich auf die sechs Wirtschaftsbereiche, die am meisten Stahl, beziehungsweise chemische Erzeugnisse beziehen (Top-6). Sie umfasst die Wertschöpfung in Mrd. EUR p.a. und die Beschäftigung in Tsd. Erwerbstätigen. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019.

schen Wirtschaftszweigen darzustellen. Sie kann außerdem mit Blick auf die zweite Frage einen Hinweis liefern, wie stark nachgelagerte Wirtschaftszweige beispielsweise heimisch produzierten Vorprodukte im Vergleich zu importierten Vorprodukten nutzen, was teilweise Aufschluss über die Substituierbarkeit jener Vorprodukte liefert. Die nachfolgenden Unterabschnitte zeigen Ergebnisse der Input-Output-Analyse für zwei Ansätze: zunächst nur unter Berücksichtigung der ersten Vorleistungsstufe, anschließend unter Berücksichtigung aller Vorleistungsstufen.

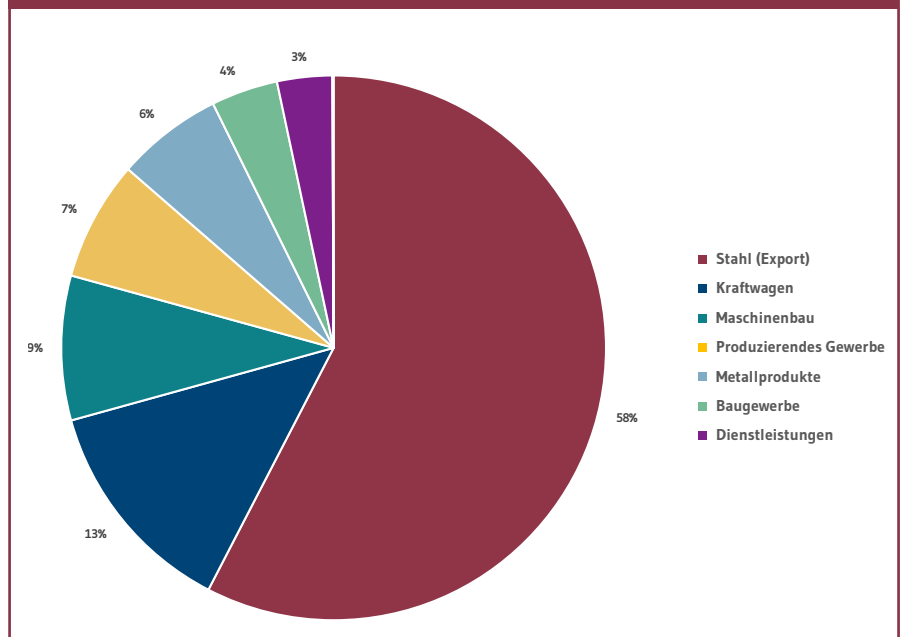
4.5.1 Direkter Bezug von Stahl und chemischen Erzeugnissen (erste Vorleistungsstufe)

Der Fokus liegt zunächst auf der ersten Vorleistungsstufe, das heißt auf der Analyse des direkten Bezugs von heimisch produzierten und importierten Stahl beziehungsweise chemischen Erzeugnissen durch nachgelagerte Wirtschaftszweige. Datengrundlage bildet die deutsche Input-Output-Tabelle des Jahres 2019, in der die Verflechtung der 72 Wirtschaftszweige in monetären Einheiten abgebildet ist. Die Bedeutung von Stahl und chemischen Erzeugnissen als Input für einen Wirtschaftszweig kann relativ (Wert der Vorleistungen/Inputs relativ zum Wert der Produkte/Outputs des beziehenden Sektors, sogenannte Inputkoeffizient) und absolut (bezogener Input in Milliarden Euro) gemessen werden. Es kann zwischen Importen und heimischen Produkten unterschieden werden.

In welchen Wirtschaftszweigen spielt der direkte Bezug von Stahl eine wichtige Rolle?

In Abbildung 13 sind jeweils die sechs Wirtschaftszweige abgebildet, die absolut am meisten Stahl beziehungsweise chemische Erzeugnisse beziehen. Am engsten mit Stahl verbunden sind relativ gemessen Gießereierzeugnisse (Input-Koeffizient 10,9 %) und Metallerzeugnisse (Input-Koeffizient 7,8 %). Gießereierzeugnisse umfassen unter anderem Rohre sowie Teile für Straßenfahrzeuge, für Motoren, für Maschinenbauerzeugnisse und so weiter. Zu den Metallerzeugnissen

Abbildung 14: Verteilung der Nachfrage nach Stahl über alle Vorleistungsstufen hinweg auf für die Endnachfrage inländisch produzierte Güter. Gezeigt sind Daten des Jahres 2019. Quelle: Berechnungen des Fraunhofer ISI basierend auf Input-Output-Rechnung von DESTATIS



zählen beispielsweise Metallkonstruktionen, Türen und Fenster, Metallbehälter und Kessel und viele weitere Metallwaren. Metallerzeugnisse weisen neben einem hohen Input-Koeffizienten zudem einen hohen Produktionswert auf und damit einen hohen absoluten Stahlbezug. In den Bereichen Elektrische Ausrüstungen, Maschinen (inklusive Reparatur/Installation) und Kraftwagen kommen Input-Koeffizienten zwischen 1,8 % und 3 % mit vergleichsweise hohen Produktionswerten (insbesondere Maschinen und Kraftwagen) zusammen, so dass auch der direkte Stahlbezug dieser Wirtschaftsbereiche hoch ist. Im Baugewerbe tragen hohe Produktionswerte in Kombination mit Inputkoeffizienten um 1 % zu einem hohen absoluten Verbrauch von Stahl bei. In den weiteren Bereichen des produzierenden Gewerbes spielt Stahl eine eher geringe Rolle als direkter Input.

Welche Rolle spielt dabei Stahl aus inländischer Erzeugung im Vergleich zu Importen?

Stahl aus inländischer Erzeugung spielt in allen wichtigen beziehenden Bereichen eine Rolle, jedoch überwiegen die Importe. Die Bereiche Metallerzeugnisse, Baugewerbe und Elektrische Ausrüstungen haben mit rund 47 % den höchsten

Anteil des bezogenen Stahls aus inländischer Erzeugung, bei den Gießereierzeugnissen ist er mit 30 % besonders niedrig. Laut der Außenhandelsstatistik werden wertmäßig mehrheitlich Güter aus dem Bereich Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (GP19-24.10) importiert und stammen zu über 80 % aus Europa. Die EU selbst wiederum ist weltweit der führende Stahlimporteur. Betrachtet man jedoch den in Endprodukten enthaltenen Stahl, so ist die EU Nettoexporteur.

Welche wirtschaftliche Bedeutung haben die Wirtschaftszweige, die viel Stahl beziehen?

Insbesondere Baugewerbe, Maschinenbau und Kraftwagenherstellung spielen gemessen an Wertschöpfung und Beschäftigung eine bedeutende Rolle für die Volkswirtschaft, wohingegen Wertschöpfung und Beschäftigung in der Gießereierzeugung geringer ausfallen.

In welchen Wirtschaftszweigen spielt der direkte Bezug von chemischen Erzeugnissen eine wichtige Rolle?

Der Bezug von chemischen Erzeugnissen spielt (relativ gemessen) die größte Rolle für den Bereich Gummi- und Kunststoffwaren (Input-Koeffizient 24,6 %), Phar-

mazie (Input-Koeffizient 11,5 %) und Textilien (Input-Koeffizient 10,5 %). Der absolute Bezug ist allerdings für den Bereich Textilien aufgrund des eher geringen Produktionswerts weniger hoch als für die anderen beiden Bereiche. In den Bereichen Landwirtschaft, Holz, Papier, Druckerei, Kokerei und Mineralölerzeugnisse, Glas, Keramik und Gießereierzeugnissen liegen die Input-Koeffizienten gerundet bei 3 bis 5 %. Insbesondere in der Landwirtschaft führen die hohen Produktionswerte zu einem hohen absoluten Bezug von chemischen Erzeugnissen. In den weiteren Bereichen des produzierenden Gewerbes spielt Chemie eine eher geringe Rolle als direkter Input. Lediglich im Baugewerbe sowie in der Kfz-Herstellung tragen die hohen Produktionswerte zu einem hohen absoluten Bezug von chemischen Erzeugnissen bei.

Welche Rolle spielen dabei chemische Erzeugnisse aus inländischer Erzeugung im Vergleich zu Importen?

Die wichtigen beziehenden Bereiche unterscheiden sich deutlich hinsichtlich der Herkunft der chemischen Erzeugnisse. Der Anteil der bezogenen chemischen Erzeugnisse aus inländischer Erzeugung reicht von 11 % (Gummi- und Kunststoffwaren) bis zu 52 % (Baugewerbe). Die Außenhandelsstatistik zeigt, dass insbesondere organische Grundstoffe und Chemikalien (GP19-20.14) importiert werden und die wichtigsten Handelspartner europäische Länder sind (65 % der Importe von organischen Grundstoffen).

Welche wirtschaftliche Bedeutung haben die Wirtschaftszweige, die viel chemische Erzeugnisse beziehen?

Gemessen an Wertschöpfung und Beschäftigung sind insbesondere das Baugewerbe und die Kraftwagenherstellung von hoher Bedeutung für die Volkswirtschaft, wohingegen Wertschöpfung und Beschäftigung in den anderen Bereichen geringer ausfallen.

Gemeinsamkeiten beim Bezug von Stahl und chemischen Erzeugnissen
Übergreifend zeigt sich: nachgelagerte Bereiche, die Grundstoffe verwenden (Gummi und Kunststoffwaren sowie Gießereierzeugnisse) haben a) einen beson-

ders hohen Inputkoeffizient und b) eher niedrige Inlandsanteile.

4.5.2 Bezug von Stahl u. chemischen Erzeugnissen über alle Vorleistungsstufen hinweg

Ergänzend zur Analyse des direkten Inputs von Stahl und chemischen Erzeugnissen (1. Vorleistungsstufe), können noch weitere Vorleistungsstufen berücksichtigt werden. So fließen in Kraftfahrzeuge neben Stahl beispielsweise auch Elektrische Ausrüstungen, in die wiederum Stahl und Metallerzeugnisse fließen. Mit einer solchen Betrachtung über alle Vorleistungsstufen hinweg kann quantifiziert werden, wie sich die inländisch produzierte Stahlmenge gesamtheitlich auf die für die Endnachfrage (Konsum, Investitionen, Export) inländisch produzierten Güter verteilt.

Der Großteil des produzierten Stahls (57,6 %) fließt letztlich in das Endprodukt Stahl für den Export. Hierbei handelt es sich basierend auf der Außenhandelsstatistik des statistischen Bundesamts in erster Linie um Güter aus dem Bereich Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (GP19-24.10) die zu 75 % ins europäische Ausland exportiert werden. Weitere Endprodukte, in die große Mengen Stahl fließen, sind Kraftwagen (circa 13,1 % des produzierten Stahls, größtenteils exportiert), Maschinen (circa 12,6 %, als Investitionsgüter relevant, aber auch für den Export) und Metallerzeugnisse (circa 6 %, überwiegend Exporte, zu kleinerem Teil Investitionen). Der Endnachfrage im Baugewerbe (circa 4 %, hauptsächlich Investitionen) lässt sich ebenfalls ein bedeutender Anteil des Stahls zuordnen. In Endprodukte des sonstigen produzierenden Gewerbes fließen 7 % des produzierten Stahls, mehr als die Hälfte davon in Elektrische Ausrüstungen, Sonstige Fahrzeuge und in die Reparatur, Instandhaltung und Installation von Maschinen und Ausrüstungen.

4.6 Fazit zur makroökonomischen Bedeutung der Grundstoffproduktion (Stahl und Chemie) für die deutsche Volkswirtschaft

Die direkte Bedeutung der Produktion von Grundstoffen im Stahl und Chemie-sektor sind gemessen an der Beschäftigung und Bruttowertschöpfung relativ zur deutschen Volkswirtschaft sehr gering (jeweils etwa 1 %). Dies trifft auch zu, wenn die vorgelagerten Bereiche (Bezug von Energie und Rohstoffen) mit einbezogen werden.

Während die Abgrenzung der Wirtschaftszweige in den betrachteten Statistiken klare Aussagen über die Stahlerzeugung und dessen Weiterverarbeitung zulassen, sind die Grundstoffe der Chemieindustrie in viel größeren Wirtschaftszweigen beinhaltet. So sind die Anteile von Ammoniak und Ethylen am Produktionswert des Wirtschaftszweigs chemische Erzeugnisse sehr gering (zusammen unter 2 %).

Ein Großteil des heimisch produzierten Stahls fließt bei Beachtung aller Vorleistungsstufen letztlich in den Export von Stahl an sich und in die Produktion von Kraftwagen, Maschinen und Metallerzeugnissen. Der direkte Bezug von Stahl und chemischen Erzeugnissen (1. Vorleistungsstufe) ist jedoch aussagekräftiger für die Fragestellung, welche nachgelagerten Wirtschaftszweige von einer möglichen Verlagerung der Produktion von Stahl und chemischen Erzeugnissen ins Ausland besonders betroffen sein könnten. Die Wirtschaftszweige Metallerzeugung, Kraftwagenherstellung und Maschinenbau beziehen absolut gesehen am meisten Stahl. Der Wirtschaftszweig Gummi- und Kunststoffwaren bezieht im größten Umfang chemische Erzeugnisse.

Für direkt nachgelagerte Bereiche spielen Importe von chemischen Erzeugnissen und von Stahl eine größere Rolle als die heimische Erzeugung. Dies zeigt bereits bestehende internationale Abhängigkeit und ist ein erstes Indiz für eine mögliche Substituierbarkeit von Inputs aus heimischer Produktion durch Importe. Inwieweit sich dies jedoch tatsächlich umsetzen lässt und mit welchen Heraus-

forderungen dies verbunden wäre, kann im Rahmen dieser Input-Output-Analyse nicht beantwortet werden.

Mit Blick auf die Bedeutung der heimischen Erzeugung von Stahl und chemischen Erzeugnissen für die nachgelagerten Bereiche sind neben dem Bezug von Inputs weitere Aspekte zu beachten. Die Analyse gemeinsamer Innovationstätigkeit von Stahl- und Chemiebranche und nachgelagerten Bereichen, von Clusterbildung und in diesem Zusammenhang auch Vulnerabilität spezifischer Regionen sowie von Versorgungssicherheit (vgl. Kapitel 6) könnte wertvolle zusätzliche Erkenntnisse liefern. Ein weiterer Aspekt, der hier nicht beleuchtet wurde, ist die Bedeutung der Stahl- und Chemiebranche als große Nachfrager für Investitionsgüter, insbesondere des Maschinenbaus.

5. AKTUELLE ENTWICKLUNGEN ZU INDUSTRIELLER VERLAGERUNG

In diesem Kapitel fassen wir Ankündigungen bezüglich folgender Entwicklungen zusammen:

1. Produktionsdrosselungen, Kapazitätsabbau, Schließung und Verlagerung deutscher Grundstoffproduktion — zuletzt vorwiegend aufgrund hoher fossiler Energiepreise, aber teils auch mit Verweis auf Energiekostenvorteile im Ausland (Renewables Pull).
2. Globaler Hochlauf grüner Grundstoffproduktion mit Fokus auf grünes DRI, grünes Ammoniak und grünes Methanol.

5.1 Produktionsdrosselung, Kapazitätsabbau, Schließung und Verlagerung deutscher Grundstoffproduktion

Viele Ankündigungen beziehen sich derzeit noch auf hohe Preise von fossilen Energieträgern und Rohstoffen. Insbesondere die Erdgaspreise sind seit 2021 in Folge niedriger Erdgasspeicherrücklagen und rückläufiger Gasexporte aus Russland nach Europa stark gestiegen. Nach einem ersten Preispeak im Dezember 2021 (>170 EUR/MWh am THE Day Ahead) folgten weitere im März und September 2022 (219 beziehungsweise 315 EUR/MWh am THE Day Ahead) (BNetzA, o. J.-a). In den Jahren 2023 und 2024 waren die Preise stabiler, lagen jedoch weiterhin über den Durchschnittswerten vor Ausbruch der Erdgaspreiskrise. (BNetzA, o. J.-a) Auch der Strom-

Großhandelspreis ist in den Jahren 2021 und 2022 stark angestiegen, von einem Jahresdurchschnitt von 30 EUR/MWh im Jahr 2020 über 97 EUR/MWh im Jahr 2021 bis auf 235 EUR/MWh im Jahr 2022. Im Jahr 2023 sank der Wert wieder auf unter 100 EUR/MWh und im Jahr 2024 auf unter 80 EUR/MWh, verharrt damit aber auf einem deutlich höheren Niveau als vor dem Jahr 2021 (BNetzA, o. J.).

Obwohl viele der Ankündigungen bezüglich Produktionsdrosselung, Kapazitätsabbau, Schließung und Verlagerung deutscher Grundstoffproduktion hohe Gaspreise als Hauptgrund für die Entscheidung nennen, gibt es auch vereinzelt Ankündigungen, die mittel- und langfristige Stromkosten sowie die Verfügbarkeit von EE-Strom als Gründe nennen.

Zusammenfassend gibt es in allen drei betrachteten Branchen (Stahl, Ammoniak und N-Düngemittel, HVCs) Ankündigungen für substanziellen Produktionsrückgang, beziehungsweise -verlagerung. Diese sind bei Ammoniak und Folgeprodukten aufgrund der starken Abhängigkeit von Erdgas als Rohstoff besonders ausgeprägt. Tabelle 3 listet ausgewählte Ankündigungen auf, die sich aus eigenen Recherchen ergeben und wie folgt zusammenfassen lassen:

- **Stahl:** Der Anteil von Erdgas und Strom an den Produktionskosten fällt in der Stahlbranche

geringer aus als beispielsweise in der Ammoniakbranche, dennoch wuchs der Energiekostenanteil an der Stahlerzeugung von etwa 9 bis 18 % (vor der Energiekrise) auf 25 bis 40 % (drittes Quartal 2022) (SteelOrbis 2023). Die Stahlproduktion in Deutschland fiel im Jahr 2023 mit 35,4 Mt p.a. auf das niedrigste Niveau seit 2009 (statt 40 bis 45 Mt p.a. vor der Corona-Krise) (WV Stahl 2020). Die gestiegenen Energiepreise in Kombination mit rückläufiger Nachfrage und ausgeprägtem internationalem Wettbewerb sind Haupttreiber dieser Entwicklung. Im Mai 2022 kündigte der französische Stahlrohrkonzern Vallourec die Schließung zweier Werke in Nordrhein-Westfalen an (Schwarz 2022). In der Begründung werden neben den steigenden Energiepreisen außerdem Überkapazitäten der Stahlbranche, sinkende Margen, Ölkrisen, Strafzölle aus China und die Folgen der Corona-Pandemie genannt. Der Stahlkonzern ArcelorMittal teilte im September 2022 mit, die Produktion an mehreren deutschen Standorten aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit zu reduzieren. Die Stilllegung von einem der beiden Hochöfen am Flachstahlproduktionsstandort Bremen sowie von der Direktreduktionsanlage in Hamburg wurde bekanntgegeben (Seckel 2022). An den Standorten Duisburg und Eisenhüttenstadt wurde zeitweise Kurzarbeit eingeführt (Seckel 2022). Im Februar 2024 äußerte sich die Führung von ArcelorMittal kritisch gegenüber der Wirtschaftlichkeit von grüner DRI-Produktion in Europa trotz hoher Förderung (unter anderem durch IPCEIs) und verwies stattdessen auf den Import von grünem DRI (Parkes 2024). Im April 2024 gab Thyssenkrupp einen geplanten Kapazitäts- und Stellenabbau bekannt (Murphy und Wermke 2024).

Tabelle 3: Übersicht zu Ankündigungen bezüglich Produktionsdrosselung, Kapazitätsabbau, Schließung und Verlagerung in Deutschland, beziehungsweise Europa nach Branche. Es handelt sich um öffentlich zugängliche Ankündigungen. Änderungen können ebenfalls ohne Ankündigungen auftreten. Diese Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Sektor	Ankündigung	Datum der Ankündigung	Referenz(en)
Stahl	„Der französische Stahl-Konzern Vallourec schließt seine Werke in Deutschland. Die Produktion soll bis Ende 2023 nach Brasilien verlagert werden. Ursache dafür sind Überkapazitäten in der Branche, sinkende Margen, aber auch externe Schocks wie diverse Ölkrisen, Strafzölle aus China, die Corona-Krise sowie der von Russland begonnene Krieg in der Ukraine mit dramatischen Auswirkungen auf Vormaterial- und Energiepreise.“	Mai 2022	Schwarz 2022
Stahl	„Zu hohe Energiekosten: ArcelorMittal stellt Produktion an zwei deutschen Standorten ein“	Sep 2022	Seckel 2022
Stahl	Thyssenkrupp plant für den Standort Duisburg eine Reduzierung der Rohstahlkapazitäten von aktuell rund 11,5 Mt auf etwa 9–9,5 Mt p.a.	Apr 2024	Ilina 2024
Ammoniak	Yara reduziert die Ammoniakproduktion in Europa um 40 % aufgrund hoher Gaspreise und Importe.	Sep 2021	Yara 2021c
Ammoniak	BASF reduziert Ammoniakproduktion in Deutschland und Belgien aufgrund hoher Gaspreise.	Sep 2021	BASF 2021
Ammoniak	SKW Piesteritz reduziert die Ammoniakproduktion in Deutschland aufgrund des hohen Gaspreises um 20 %.	Okt 2021	SKW Piesteritz 2021
Ammoniak	Yara steigert die Ammoniakproduktion erneut in Europa.	Dez 2021	Yara 2021b
Ammoniak	Yara reduziert die Ammoniakproduktion in Europa.	Mar 2022	Yara 2022b
Ammoniak	BASF streicht weltweit 2.600 Arbeitsplätze (zwei Drittel davon in Deutschland) und schließt eine ihrer beiden Ammoniakanlagen in Ludwigshafen.	Feb 2023	tagesschau.de 2023
Ammoniak	Im April gaben Yara und der deutsche Gasversorger VNG bekannt, dass sie eine Lieferkette für Ammoniakimporte nach Deutschland über den Rostocker Hafen aufbauen werden.	Apr 2023	Njovu 2023
Ammoniak	BASF und Yara prüfen die Errichtung einer blauen Ammoniakanlage in den USA.	Jun 2023	Göbelbecker 2023a
Ammoniak	Yara Deutschland, die Bindewald & Gutting Milling Group und Harry-Brot haben einen Kooperationsvertrag unterzeichnet, der darauf abzielt, den Getreideanbau in Deutschland durch den Einsatz grüner Düngemittel zu dekarbonisieren. Zu diesem Zweck wird in Rostock mit Wasserkraft erzeugtes norwegisches Ammoniak verarbeitet.	Aug 2023	Yara 2023
HVCs	BASF sieht Stellenabbau in Deutschland vor. In China hingegen wird ein neuer Verbundstandort errichtet. Die erste Anlage wurde im September 2022 in Betrieb genommen.	Sept/Okt 2022	Vogel 2022; BASF 2022
HVCs	„Dow kündigt Sparmaßnahmen in Europa an [...]. Der Maßnahmenplan könnte zur Schließung von Anlagen und dem Abbau von 2.000 Stellen führen. Betroffen sei dabei insbesondere Europa mit seinen aktuell schwierigen Energiemärkten.“	Jan 2023	Göbelbecker 2023b
HVCs	BASF beginnt mit dem Bau einer Syngas-Anlage am Verbundstandort Zhanjiang in China.	Sep 2023	BASF 2023

► **Ammoniak und Stickstoffdüngemittel:** In der grauen Ammoniakbranche macht Erdgas als Grundstoff für die Dampfreformierung bis zu 80 % der Produktionskosten aus. (Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags 2018) Im Zuge der stark gestiegenen Erdgaspreise sank die Ammoniakproduktion in Deutschland im Jahr 2022 um 33 % gegenüber dem Vorjahr auf 1,77 Mt und blieb auch im Jahr 2023 mit 1,72 Mt auf niedrigem Niveau (Statista, o. J.-a). Im Jahr 2023 kündigte Yara (weltweit größter Ammoniakproduzent) neue Pläne für den Ammoniakimport nach Deutschland an, was mit steigenden Erdgaspreisen in Deutschland begründet wurde. Gemeinsam mit VNG werde die Lieferkette am Hafen Rostock ausgebaut (Njovu 2023). Zudem bestehe die Absicht, norwegisches Ammoniak in Rostock zu Düngemittel zu verarbeiten, um den deutschen Markt zu beliefern. Ebenfalls im Jahr 2023 kündigte BASF an, eine der beiden Ammoniakanlagen am Standort Ludwigshafen sowie die damit verbundenen Anlagen zur Produktion von Düngemittel und einem Kunststoffvorprodukt (Toluol-2,4-diisocyanat, TDI) zu schließen (tagesschau.de 2023).

► **High-Value-Chemicals (HVCs):** Bei der grauen Herstellung von HVCs über die Naphtha-basierte Dampfspaltung entfällt der Großteil der Energiekosten auf den Rohstoff Naphtha sowie in geringeren Teilen auf die Wärmebereitstellung mit Erdgas. Im Januar 2023 kündigte der Chemiekonzern Dow im Rahmen eines Maßnahmenplans Einsparungen an, die zum Abbau von Stellen führen könnten — vor allem in Europa. Als Begründung für den Maßnahmenplan nennt Dow „makroökonomische Unsicherheiten vor allem durch die Energiekrise“ (Göbel-

becker 2023b). Im Oktober 2022 kündigte BASF-Stellenabbau in Europa an, unter anderem am BASF-Stammsitz in Ludwigshafen. An diesem Verbundstandort werden diverse chemische Produkte hergestellt, darunter auch Ethylen. Die zusätzlichen Kosten in Folge der Erdgaskrise sollen am Standort Ludwigshafen demnach 2,2 Milliarden Euro in den ersten drei Quartalen 2022 betragen haben. Der geplante Stellenabbau in Ludwigshafen wurde im Februar 2024 im Rahmen eines Sparprogramms erneut bestätigt (dpa 2024). BASF verfolgt außerdem den Ausbau des Verbundstandorts in Zhanjiang, China. Im Jahr 2020 hatte der Bau der ersten Anlagen in Zhanjiang begonnen. Der Start zum Bau einer Syngas-Anlage am Verbundstandort wurde im Februar 2024 verkündet. Insgesamt hatte die deutsche Chemiebranche in den Jahren 2022 und 2023 mit Produktionseinbrüchen zu kämpfen. Im Jahr 2023 ging die Menge der chemischen Produktion um 11 % zurück. Die Kapazität der Chemie- und Pharmaindustrie war nur zu 77 % ausgelastet (chemie.de 2023; CHEManager 2023).

5.2 Markthochlauf von grünen Produkten

In diesem Unterkapitel geben wir einen Überblick über aktuelle Ankündigungen zu Projekten zur Produktion grüner Grundstoffe in Deutschland und dem Rest der Welt. Jede Branche startet mit einer Zusammenfassung, gefolgt von einer tabellarischen Auflistung ausgewählter Projekte und (für Stahl und Ammoniak) einer grafischen Darstellung.

5.2.1 Markthochlauf von DRI und DRI-basiertem Stahl (auf Basis von Erdgas und/oder Wasserstoff)

Tabelle 4 listet ausgewählte Projektkündigungen zur Produktion von grü-

nem DRI und grünem Stahl auf, basierend auf dem Global Steel Transformation Tracker (Agora Industrie 2023b) und eigenen Recherchen. Abbildung 15 zeigt Projektankündigungen basierend auf dem Green Steel Tracker (Vogl u. a. 2024). Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass EU-Länder derzeit weltweit führend aufgestellt sind hinsichtlich der Planung neuer Projekte für DRI und DRI-basierten Stahl, wo sich der größte Teil der Eisen- beziehungsweise Stahl-Projekte mit geplanter Inbetriebnahme bis 2033 befindet. In Europa soll somit eine Produktionskapazität in Höhe von 27 Mt p.a. Stahl beziehungsweise 47 Mt p.a. Roheisen und weltweit insgesamt in Höhe von 32 Mt p.a. Stahl beziehungsweise 52 Mt p.a. Roheisen entstehen (gegenüber weltweit Hochofenkapazität von circa 1.842 Mt Rohstahl p.a., davon circa 111 Mt Rohstahl p.a. in Europa). Stahlproduzenten in der EU haben sich teils ehrgeizige Dekarbonisierungsziele gesetzt und profitieren bereits von den IPCEI-Förderungen und in Deutschland zukünftig wahrscheinlich auch von KSV-Förderungen. Etwa ein Drittel der gegenwärtigen deutschen Primärproduktion für Stahl könnte bei erfolgreicher Umsetzung der IPCEI-Förderprojekte transformiert werden (wobei ein Teil der Anlagen anfänglich noch mit Erdgas betrieben werden soll) (Salzgitter 2023b; ArcelorMittal 2024; Saarstahl 2023; thyssenkrupp Steel 2023a). Konkrete Projekte befinden sich bereits in der Umsetzung.

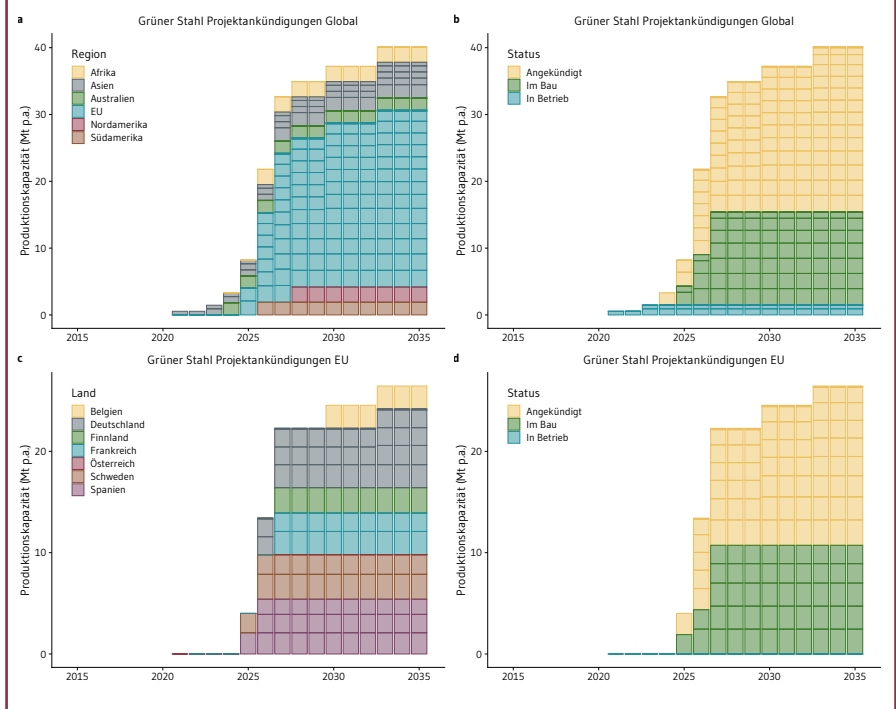
Ein Großteil der in Deutschland (und in Europa) geplanten Anlagen soll als „H₂-ready“ gebaut werden und zunächst zumindest teilweise auch Erdgas für die Direktreduktion einsetzen, bis ausreichende Wasserstoffmengen verfügbar sind. (Collins 2024) Staatliche Projektförderung ist für die derzeit geplanten Transformationsprojekte essenziell (beispielsweise bis zu 50 % der Investitionskosten beim Projekt SALCOS von Salzgitter).

Außerhalb der EU finden sich die meisten Ankündigungen von grünen Eisen- und Stahlprojekten in Nordamerika (vor allem Kanada) und in ostasiatischen Ländern (China, Südkorea, Japan). Auch in weiteren Ländern mit guten Bedingungen für Wasserstoffproduktion entstehen

DRI- und Grünstahl-Vorhaben. In Namibia entsteht mit deutscher Förderung eines der wenigen Projekte, das sofort auf die Direktreduktion mit Wasserstoff ohne Erdgaseinsatz als Zwischenlösung setzt. Im Oman wird die Produktion von Wasserstoff und grünem Stahl gezielt vorangetrieben und große Teile der industriellen Wertschöpfungskette sollen inländisch entwickelt werden. Drei außereuropäische Projekte sollen hier besonders hervorgehoben werden:

- ▶ Oman („Jindal Steel“): ab 2030 2,25 Mt p.a. wasserstoffbasierte DRI-Produktion, sowie 2,5 Mt p.a. Grünstahlproduktion (E-Ofen) und Drahtherstellung.
- ▶ Namibia („Hylron“): grünes DRI-Projekt (0,015 Mt p.a. ab 2024, Skalierung bis 1 Mt p.a.).
- ▶ Brasilien: ein Projekt mit Nutzung von Biokohle seit 2018, weiter brasilianisch-schwedisches Abkommen zur Erkundung von Grünstahlproduktion.

Abbildung 15: Entwicklung der Produktionskapazität von grünem Stahl basierend auf heutigen Projektankündigungen
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Green-Steel-Tracker (Vogl u. a. 2024)



a Globale Projektankündigungen nach Region. **b** Globale Projektankündigungen nach Status. **c** EU-Projektankündigungen nach Mitgliedsland. **d** EU-Projektankündigungen nach Status. Die Daten entstammen dem Green Steel Tracker, Stand Mai 2024 (Vogl u. a. 2024). Als Produktionskapazität nutzen wir für jedes Projekt die DRI-Kapazität (unter der Annahme, dass 1,1 Mt DRI für 1 Mt Stahl benötigt wird). Falls die DRI-Kapazität nicht angegeben ist, nutzen wir die angegebene Stahlproduktionskapazität. Projekte im Status „Finalized (research & testing)“ ordnen wir dem Status „Im Betrieb“ zu.

Tabelle 4: Liste ausgewählter Projektankündigungen zur Produktion von grünem (d.h., mit grünem Wasserstoff erzeugtem) DRI in Deutschland und der Welt. Die geplanten Kapazitäten sind als jährliches Produktionsgewicht des Roheisens angegeben, sofern in der jeweiligen Zeile nicht anders vermerkt.

Land	Unternehmen	Geplante DRI-Kapazität (Mt p.a.)	Ankündigung	Referenz(en)
Deutschland	Salzgitter Flachstahl	0,001	„µDRAL“ Demoanlage seit 2022. DRI-Anlage mit HBI-Option. Teil der SALCOS-Initiative. Zu 40 % staatlich gefördert.	Salzgitter, o. J.; Reiprich 2021
Deutschland	Salzgitter Flachstahl	2,0	Aufbau einer neuen H ₂ -ready DRI-Anlage am Hafenstandort Salzgitter ab 2025 bis 2033 soll die Umstellung der Stahlproduktion am Standort abgeschlossen sein. Die Anlage soll auch kaltes DRI herstellen können. Teil der SALCOS-Initiative, die insgesamt mit einer Milliarden Euro gefördert wird (zzgl. eine Milliarden Euro von Salzgitter).	Moggridge 2023; Biogradlija 2023; Salzgitter 2023
Deutschland	ThyssenKrupp Steel	2,5	Hochofen2.0 mit dem Projektnamen tkH2Steel. Integrierte DRI-Anlage soll insgesamt eine Kapazität von 2,5 Mt DRI haben, woraus 2,3 Mt Roheisen hergestellt werden. DRI wird am Standort verflüssigt und im bestehenden Verbundstandort weiterverarbeitet. Die Anlage, mit einem für 2027 geplante Betriebsstart, steht nach Medienberichten aktuell auf dem Prüfstand.	thyssenkrupp Steel 2023a; Katanich 2024
Deutschland	ArcelorMittal	0,1	„Hamburg H2“ Demoanlage. Bestehendes Werk mit 600 kt Kapazität; aktuell geplant: Produktion von 100 kt Wasserstoff-basiertem DRI-Stahl ab 2026, H ₂ -ready.	ArcelorMittal, o. J.-b
Deutschland	ArcelorMittal	3,5 (Stahl)	Bis 2030 an den Standorten Eisenhüttenstadt und Bremen (insg. 3,5 Mt Stahl via DRI und EAF).	ArcelorMittal 2021a
Deutschland	Hylron/RWE	0,001	Pilotanlage in Lingen auf dem Werksgelände des RWE Gaskraftwerks Emsland. Im Jahr 2023 eröffnet. Kapazität von 1 t/h. Die Anlage dient als Testprojekt für die industrielle Inbetriebnahme des Projekts in Oshivela, Namibia.	Hylron 2023b
Schweden	LKAB	5,4	„HYBRIT“ Demoprojekt, mit staatlicher Förderung (280 Millionen. Euro, 3,1 Milliarden Schwedische Kronen), IPCEI-Projekt mit 1,3 Mt Kapazität. Der Antrag auf Umweltgutachten zur Erweiterung der Anlage in Gällivare mit wurde im 05/2023 eingereicht. Insgesamt wird mit einem Produktionsziel von 5,4 Mt zu Beginn von 2023 gerechnet. LKAB hat ein DRI-Produktionsziel von 24,4 Mt kommuniziert.	LKAB 2022; 2023; 2024
Schweden	Stegra	2-4	Das zunächst „H2GreenSteel“ genannte Projekt soll ab 2025/26 2 Mt DRI p.a., beziehungsweise 2,5 Mt Stahl p.a., 5 Mt p.a. bis 2030 Produktion erzielen. Startup-geführtes Vorhaben. Investoren: Fonds, Holdings und auch Abnehmer. 2022 wurden bereits Abnehmerverträge über 1,5 Mt des produzierten Stahls abgeschlossen, auch mit dt. Unternehmen. FID erfolgte Okt. 2022, Umweltgutachten wurden Jun. 2023 abgeschlossen. 2024 sichert sich Stegra eine Förderung in Höhe von 100 Millionen Euro der Schwedischen Energieagentur und 265 Millionen Euro der EU-Kommission für den Bau der ersten Anlage in Boden.	Stegra 2022; Connolly 2024
Spanien	ArcelorMittal	2,3	Umstellung des Werks in Gijón auf DRI-EAF-Route. Eine Absichtserklärung mit der spanischen Regierung sieht eine Förderung von 1 Milliarden Euro für dieses Projekt vor.	ArcelorMittal 2021b
Finnland	Blastr Green Steel	N/V	Integriertes Projekt inkl. Wasserstofferzeugung und grüne Stahlproduktion. Produktion soll 2026 starten. Das Investitionsvolumen liegt bei 4 Milliarden Euro. Insgesamt sollen 2,5 Mt Stahl und aus 3 Mt DRI-Pellets produziert werden.	Blastr Green Steel 2023b
Frankreich	ArcelorMittal	2,5	Integrierte-Anlage mit zwei neuen E-Ofen und einer DRI-Anlage in Dunkirk. Inbetriebnahme für 2027 geplant. Eine Investitionssumme von 1,7 Millionen Euro wurden bestätigt.	ArcelorMittal 2022a
Norwegen	Blastr Green Steel	6	Absichtserklärung zum Bau einer Pelletanlage in Lutelandet. 50 % der Pellets sollen an das Werk in Finnland geliefert werden.	Yermolenko 2024; Blastr Green Steel 2023a
Belgien	ArcelorMittal	2,3	H ₂ -ready DRI-Anlage ab 2026, mit staatlicher Förderung (280 Millionen Euro).	ArcelorMittal 2021; Martin 2023a
Kanada	ArcelorMittal	2,5	2028 Dekarbonisierung einer bestehenden Anlage, CAD 900 Millionen Euro Förderung, (Förderbescheide 2021 und 2022).	ArcelorMittal 2022b
Namibia	Hylron	0,015	DRI-Anlage ausschließlich mit grünem Wasserstoff betrieben. Skalierung auf 1 Mt p.a. geplant. Baubeginn 2023, Produktionsstart Ende 2024 vorgesehen. Baubeginn im Mai 2024. Förderung durch die Bundesregierung in Höhe von 13 Millionen Euro.	Nyaungwa 2023; Hylron 2023
Oman	Jindal Shadeed Iron and Steel (JSIS)	2,25	Integrierte DRI-Grünstahl-Anlage (H ₂ -ready) im Hafen von Duqm mit lokal produziertem grünem Wasserstoff (Grünstahlkapazität: 5 Mt p.a.). Baustart war im Nov 2023, Inbetriebnahme ab 2026 geplant. Zunächst wird Erdgas zur Direktreduktion eingesetzt. Später soll grünen Wasserstoff das Erdgas ersetzen.	Ivanova 2023; Fuel Cells Works 2023
USA (TX)	ArcelorMittal	2,0	HBI für europäische Märkte. Abnehmerverträge mit Stahlstandorten in Österreich wurden parallel unterzeichnet. Im Jahr 2016 in Betrieb genommen.	ArcelorMittal 2022; o. J.
Niederlande	Tata Steel	2,5	Die ausgewählte DRP-EAF-Konfiguration wird bestehende Hochöfen und Koksöfen der Anlage in Ijmuiden ersetzen. Inbetriebnahme voraussichtlich 2023. Zunächst ist der Betrieb mit Erdgas geplant	Danieli & C. 2024; Tata Steel, o. J

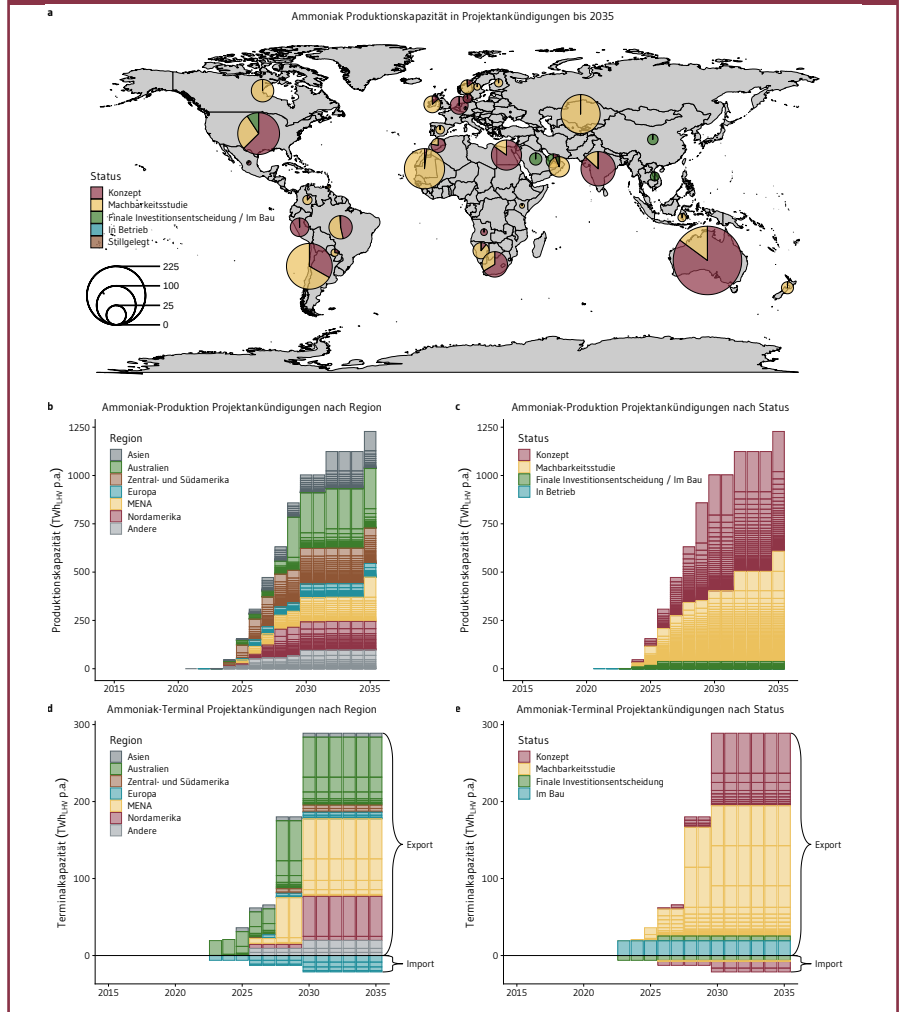
5.2.2 Markthochlauf von grünem Ammoniak

Eigene Recherchen (s. Tabelle 5) und eine Datenbank der IEA (IEA 2023) (s. Abbildung 16) zeigen eine beachtliche Zahl an Projektankündigungen und resultierende Produktions- und Transportvolumen für grünes Ammoniak. Ein Grund dafür ist, dass die Ammoniaksynthese (über das Haber-Bosch-Verfahren mit Luftzerlegungsanlage) und der globale Handel mit Hochseeschiffen bereits etabliert sind und die Produktion keine weiteren Ausgangsstoffe (wie Eisenerz oder nicht-fossilen Kohlenstoff) erfordert. Ein weiterer Grund ist, dass viele Projekte nicht bloß auf den Absatz von Ammoniak für die stoffliche Nutzung in der Düngemittel- und Chemieindustrie, sondern auch auf die Nutzung im Energie- und Transportsektor sowie als Transportvektor für grünen Wasserstoff abzielen. Wichtig bei der Betrachtung des Markthochlaufs ist neben der Produktionskapazität auch die Kapazität für Import- und Export-Terminals (beziehungsweise Verflüssigung, Rückvergasung und gegebenenfalls Cracken zur Rückgewinnung des Wasserstoffs).

Die Projekt-Pipeline zu grünem Ammoniak in Europa fällt klein aus im Vergleich zum Rest der Welt. In den ersten Jahren des Markthochlaufs überwiegen insbesondere Projekte in Nord-, Zentral- und Südamerika. Durch das Gigaprojekt Western Green Energy Hub könnte Australien ab 2030 einer der größten globalen Produzenten werden. Weitere Gigaprojekte, welche ein dermaßen großes Volumen planen, dass sie die Grafik allein maßgeblich prägen, sind Projekte im Oman und in Mauretanien.

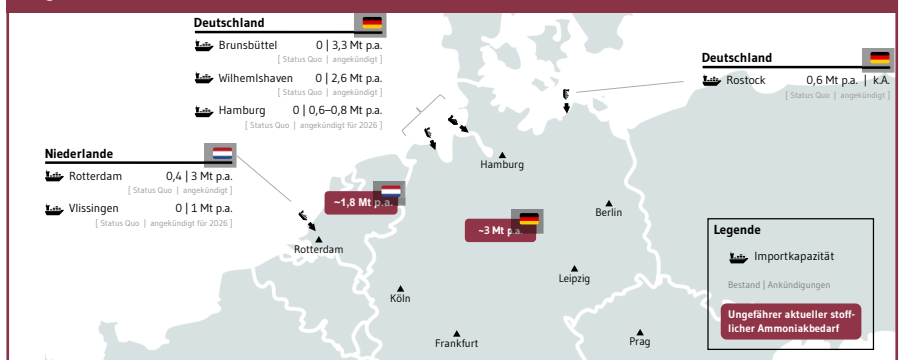
Nur ein geringer Anteil der globalen Projekt-Pipeline für grünes Ammoniak hat bisher eine finale Investitionsentscheidung (FID) verkündet (circa 3,8 % der bis 2030 geplanten Projekte). Grünes Ammoniak ist weiterhin teurer als grauer und Förderinstrumente (z. B. H2Global, KSVs) werden erst schrittweise ausgebaut. In Europa, dem voraussichtlichen Hauptabnahmemarkt für grünen Wasserstoff, verzögerte sich die Verabschiedung der Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff, die Importkapazitäten für Ammoniak sind aktuell begrenzt und

Abbildung 16: Globale Projektankündigungen für grüne Ammoniakproduktion und -Terminals. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf der IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database



a Weltkarte angekündigter Produktionsprojekte für grünes Ammoniak bis 2035. Die Fläche der Kreisdiagramme ist proportional zur kumulativen angekündigten Produktionskapazität des jeweiligen Landes. **b** Angekündigte globale Produktionskapazitäten für grünes Ammoniak nach Region. **c** Angekündigte globale Produktionskapazitäten für grünes Ammoniak nach Status. **d-e** Exportkapazitäten sind positiv und Importkapazitäten negativ dargestellt. Datenquelle ist die IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database, Stand 2023, korrigiert am 23.01.2024 (IEA 2023). In a-c rechnen wir zunächst die angekündigte Wasserstoffproduktionskapazität in die entsprechende Ammoniakproduktionskapazität um (mittels $0,18 \text{ tH}_2 / \text{tNH}_3$), sowie anschließend in TWh_{LHV} p.a. (mit dem LHV von NH_3 von $5,2 \text{ kWh/kg}$). In d-e nutzen wir nach Möglichkeit die Terminal-Kapazität für NH_3 . Falls diese nicht geben ist, rechnen wir die Terminal-Kapazität für H_2 in die Terminal-Kapazität für NH_3 um (analog zu a-c). Falls auch diese nicht angegeben ist, nutzen wir die Elektrolysekapazität und rechnen diese mit einer Gesamteffizienz von 70 % (zum LHV des H_2) und 4.000 Volllaststunden in eine Produktionskapazität von H_2 und damit entsprechend in NH_3 um.

Abbildung 17: Angekündigte Importprojekte für Ammoniak und ihre Kapazitäten in Deutschland und den Niederlanden. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf eigenen Recherchen



Auf Basis von Brunstbüttel: (RWE, o. J.; Burrige 2023); Rostock: (Burrige 2023), Wilhelmshaven: (Atchison 2023a); Rotterdam: (Atchison 2022b); Vlissingen: (Proton Ventures 2023); Antwerpen: (Lancaster 2023). Quellen für nationale Ammoniakbedarfe: Deutschland: Produktionsstatistik des Statistischen Bundesamtes (Statistisches Bundesamt 2019f); Niederlande: (ChemAnalyst 2024).

kommerzielle Cracker-Kapazitäten befinden sich erst in Entwicklung. Auch Projekte zur Wasserstoffherzeugung innerhalb Europas (unter anderem iberische Halbinsel, Skandinavien) machen außer-europäischen Projekten Konkurrenz. Für die finalen Investitionsentscheidungen werden Abnahmevereinbarungen benötigt, die bisher kaum zustande kommen. Ein Hindernis dabei sind zum Teil die Erwartungen einiger Produzenten, ähnliche Vertragsstrukturen wie im Öl- und Gassektor mit langen Laufzeiten (≥ 15 Jahre) zu erzielen. Deutsche und europäische Abnehmer sind hier aber sehr zurückhaltend, da sie fallende Preise für Wasserstoff/Ammoniak erwarten und sich daher aktuell nicht langfristig binden wollen.

Import-Terminals in Europa werden ausgebaut (vgl. Abbildung 17), jedoch ist die Projekt-Pipeline deutlich kleiner als die der globalen Export-Terminals. In Abbildungen 16 und 17 werden bestehende Import-Terminals nicht berücksichtigt, die gegebenenfalls nicht ausgelastet sind. Das Volumen der Import-Terminals (ohne FID) in Europa entspricht etwa dem Volumen der globalen grünen Ammoniak-Pipeline mit FID.

Zusammenfassung und Spotlights:

- ▶ **Terminals:** Ammoniakimporte nach Deutschland über Verschiffungen sollen mit Hilfe von Terminals ermöglicht werden. Bisher wurden keine finalen Investitionsentscheidungen (FID) in Deutschland verkündet. Das einzige europäische Import-Terminal-Projekt für grünes Ammoniak mit FID befindet sich in Rotterdam (OCI N.V. 2022).
 - ▶ **Rostock:** Die Hafenstadt Rostock besitzt bereits ein Ammoniak-Terminal mit einer Importkapazität von jährlich 0,6 Mt NH_3 (Atchison 2023a). Auch Total Eren und VNG planen den Aufbau von Importkapazitäten. (Atchison 2022a) Yara und VNG planen den Bau von Crackern, zunächst sei eine Pilotanlage vorgesehen (NDR 2023).
 - ▶ **Brunsbüttel:** In Brunsbüttel plant Yara den Umbau seines Ammoniak-

Export-Terminals zu einem Import-Terminal. Insgesamt strebt Yara eine Importkapazität von 3 Mt NH_3 p.a. an. (Burridge 2023) Welcher Anteil davon in Brunsbüttel und welcher in Rostock realisiert wird, ist unklar. RWE plant den Bau eines Terminals in Brunsbüttel mit einer Importkapazität von 0,3 Mt NH_3 p.a., das 2026 in Betrieb gehen soll (RWE, o. J.).

- ▶ **Wilhelmshaven:** Uniper und TES planen den Bau eines Ammoniak-Terminals in Wilhelmshafen. Uniper führt technische Studien durch, ab 2030 sollen 2,6 Mt NH_3 p.a. Ammoniakimporte ermöglicht werden. Die erste Projektphase solle bis 2026 realisiert werden (Atchison 2023a).
- ▶ **Hamburg:** Das Hamburger Energieunternehmen Mabanaft baut in Hamburg ein Ammoniak-Terminal. Ab 2026 soll das Terminal in Betrieb gehen. Die geplante Importkapazität ist bisher nicht bekannt (Menzel 2022).
- ▶ **Cracker:** Ammoniak-Cracker auf Industrieskala sind bisher noch nicht entwickelt worden. Der Ausbau könnte einen Engpass für grüne Wasserstoffimporte nach Deutschland darstellen.
 - ▶ **Rostock:** EnBW, VNG and JERA planen eine Machbarkeitsstudie für eine Cracker-Demonstrationsanlage in Rostock (VNG 2023). VNG kooperiert in Rostock ebenfalls mit Yara und betont auch hierbei die Absicht, einen Cracker zu errichten (Teuffer 2023). Dimension und Zeitleiste sind bisher nicht bekannt.
 - ▶ **Brunsbüttel:** RWE plant nach dem Aufbau eines Import-Terminals einen Cracker am Terminal im großindustriellen Maßstab zu errichten. Dimension und Zeitleiste sind bisher nicht bekannt
 - ▶ **Wilhelmshaven:** BP plant einen kommerziellen Ammoniak-Cracker in Wilhelmshafen, der ab 2028 jährlich 0,13 Mt Wasserstoff aus Ammoniak gewinnen soll (Atchison 2023a). Auch für

das von Uniper geplante Terminal ist eine Cracker-Anlage vorgesehen (Uniper 2021).

- ▶ **„Nördliches Deutschland“:** Saudi Aramco und Linde planen eine Cracker-Demonstrationsanlage in Rostock. Dimension und Zeitleiste sind bisher nicht bekannt (Jaidep 2023).

Tabelle 5: Liste ausgewählter Projektankündigungen zur Produktion von grünem Ammoniak. Die Projekte haben eine finale Investitionsentscheidung (sofern hier nicht anders vermerkt).

Land	Kapazität (Mt p.a.)	Startjahr	Ankündigung	Referenz(en)
Saudi-Arabien	1,2	2025 – 2026	Air Products, ACWA Power und NEOM unterzeichneten eine Vereinbarung für eine großflächige Produktionsanlage für grünes Ammoniak für den Export. Ziel der Projektpartner ist es, das „einzigartige Profil“ von Saudi-Arabiens Sonnen- und Windressourcen zu nutzen.	NEOM 2020
Chile	1,3	2030	AustriaEnergy; Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) und Ökowind haben 2020 ein Joint Venture gegründet, um eine grüne Ammoniakanlage in der Magallanes-Region im Süden Chiles zu entwickeln. AustriaEnergy weist darauf hin, dass die hervorragenden Bedingungen für Erneuerbare Energien am Standort ihnen einen „überlegenen Wettbewerbsvorteil“ verschaffen (kein FID).	Atchison 2024
Norwegen	0,2	2027	Holmaneset möchte in diesem von EU Innovation Fund geförderten Projekt ab 2027 grünes Ammoniak für den norwegischen und europäischen Markt produzieren.	Europäische Kommission 2024a
Österreich	0,04	2027	Verbund plant in diesem von EU Innovation Fund geförderten Projekt „GRAMLI“ (Green Ammonia Linz) ab 2027 grünes Ammoniak zu produzieren.	Europäische Kommission 2024b
Norwegen	0,4	2030	Yara, Aker Clean Hydrogen und Statkraft haben das Unternehmen HEGRA gegründet und planen dabei den Bau einer neuen grünen Ammoniakanlage in Norwegen. Yara gibt an, dass Norwegen „einen Wettbewerbsvorteil im Bereich der erneuerbaren Energien habe“ und über „erneuerbare Energie im Überfluss“ verfüge (kein FID).	Yara 2021; 2022
Oman	1,2	2025	Die Projektentwickler DEME und OQ haben die Inbetriebnahme der ersten Phase des grünen Ammoniakprojekts „Green Hydrogen & Chemicals SPC“ in der Hafenstadt Duqm, Oman, für 2025 vorgesehen. Die kommerzielle Produktion soll ab 2030 beginnen. BP hat im Jahr 2024 einen 49 % Anteil am Projekt erworben.	Čučuk 2024
Brasilien	0,6	2027	Seit 2024 hat Unigel ein im Betrieb befindliches Werk zur Produktion von grünem Wasserstoff mit einer Kapazität von 10 kt p.a. Zusammen mit thyssenkrupp nucera soll die Kapazität der Elektrolyseurkapazität von 60 MW auf 240 MW gesteigert werden.	thyssenkrupp Steel 2023
China	0,6		Im Songyuan hydrogen energy industrial park sollen mit Hilfe von 750 MW Wind- und 50 MW Solarenergie Ammoniak & Methanol hergestellt werden. Das Investitionsvolumen liegt bei vier Milliarden US-Dollar.	Collins 2023
China	0,18	Ab 2024	Das Da’an Jilin Power Wind-Solar-Hydrogen-Ammonia Integration Project in China befindet sich bereits in Konstruktion, im May 2024 wurden Elektrolyseur geliefert.	Martin 2023; Hebei Nickel 2024
China	0,39	Ab 2025	Mintal hydrogen plant eine auf Windenergie basierende Ammoniakanlage zu bauen, dabei wird die Produktion flexibel an die Windverfügbarkeit angepasst werden können.	Klevstrand 2023; Atchison 2023b
Vietnam	0,18	Ab 2027	Ben Tren Project (Vietnam) befindet sich bereits in Konstruktion. In späteren Ausbauphasen soll die Kapazität auf 0,375 Mt p.a. ausgebaut werden.	Biogradlija 2022

5.2.3 Markthochlauf von Methanol, Kohlenwasserstoffen und High-Value-Chemicals (auf Basis von grünem Wasserstoff, Biomasse, Abfällen und CCU)

Angekündigte Projekte für synthetische kohlenstoffhaltige Rohstoffe und Energieträger sind heterogen und verfolgen unterschiedliche Ziele. Viele der derzeit angekündigten Projekte für grünes Methanol zielen vor allem auf die Nutzung im maritimen Transportsektor und weniger auf die stoffliche Nutzung in der Chemieindustrie ab. Zusätzlich zum grünen Methanol, der aus grünem Wasserstoff (E-Methanol) und CO₂ atmosphärischen Ursprungs (aus Direct Air Capture oder biogenen Quellen) gewonnen wird, werden auch Produktionswege in Erwägung gezogen, die vollständig auf der Nutzung von Biomasse (Bio-Methanol) oder Abfällen (Waste-to-Methanol) beruhen. Darüber hinaus sind auch CCU-Pilotprojekte angekündigt, die zwar grünen Wasserstoff, dafür aber fossiles CO₂ als Ausgangsstoffe verwenden. Zum Teil beabsichtigen diese Projekte die Speicherung von fossilem Kohlenstoff (z. B. aus der Stahl- oder Zementproduktion) als Materialien in Produkten (beispielsweise Carbon2Chem). Ebenso wie bei Ammoniak gibt es noch viele angekündigte Methanolprojekte ohne FID.

► **Projekt-Pipeline für grünes Methanol:**

- Bei **Demonstrationsprojekten** für E-Methanol (Methanol auf Basis von elektrolytischem Wasserstoff) ist **Deutschland stark** aufgestellt (5 Demonstrationsprojekte: Mef-CO₂, Carbon2Chem, ALIGN-CCUS Project DME from CO₂, Total/Sunfire e-CO₂Met project, Bse Engineering / Institute for Renewable Energy Systems (IRES)) (IRENA und Methanol Institute 2021).
- In der Projekt-Pipeline für grünes Methanol konkurrieren europäische Länder hauptsächlich mit China und Nordamerika. Viele der angekündigten Projekte bleiben nach ihrer ersten Bekanntmachung intransparent, der Projektfortschritt ist schwer einsehbar.
- **Projektabbrüche:** Das Bio-Methanol-Projekt in Domsjö nennt als Grund für den Projektabbruch

Unklarheiten bei der Regulierung. Ein Waste-to-Ethanol-Projekt in Edmonton (USA) wurde im Februar 2024 eingestellt. Das Projekt, das bereits Vereinbarungen bis 2035 unterzeichnet hatte, blieb deutlich hinter den geplanten Produktionsvolumina zurück.

- **Maritime Nachfrage:** Zeitnahe Nachfrage nach grünem Methanol wird im maritimen Sektor erwartet. Logistikunternehmen wie A.P. Moller-Maersk and Evergreen haben Methanol-fähige **Containerschiffe bestellt**. (Burga 2023; Ørsted 2023) OCI Global, ein niederländisches führendes Unternehmen im Bereich grünes Methanol, begründet den Ausbau seiner Methanolkapazitäten mit zu erwartender steigender Nachfrage im maritimen Sektor. (OCI Global 2023) Weitere Projekte, die die Nachfrage im maritimen Sektor hervorheben: RH2C (RH2C, o. J.), LowLands (Bakker 2021), FlagshipONE (Ørsted 2023), Liquid Wind.
- Für eine kosteneffiziente Belieferung von Methanol an den maritimen Sektor ist eine geografische **Nähe zu Bunkerhäfen** von Vorteil. Ein Großteil der maritimen Kraftstoffbetankung konzentriert sich auf wenige große internationale Bunkerhäfen.
- **Projekte an Verbundstandorten:** Wenige grüne Methanolprojekte stehen in direkter Verbindung zur chemischen Weiterverarbeitung. Ein solches Projekt wird im Shenghong Petrochemical Industrial Park in China verfolgt, das 2023 in Betrieb genommen wurde. (Čučuk 2023) Auch das Liquid Sunshine Projekt in China hat während seiner 10-monatigen Demonstrationsphase die Chemieindustrie beliefert. (Hutchins 2020) Weitere geplante Projekte von BASF (Chifeng, China) und CRI (Edmonton, Canada) sind ebenfalls an Verbundstandorten angebunden. Eine chemische Weiterverarbeitung ist denkbar, jedoch nicht bestätigt.

- **Projekt-Pipeline für grünes Ethylen:**
 - **Ethylen-Projekte:** Das Unternehmen **Braskem**, das seit 2010 eine grüne Ethylenanlage in Brasilien betreibt, kündigte 2023 an, die Kapazität von 0,2 Mt p.a. auf 0,26 Mt p.a. anheben zu wollen (Braskem 2023). Auch in Thailand plant Braskem in Zusammenarbeit mit SCG Chemicals eine grüne Ethylen-Anlage. Das niederländische Unternehmen Syclus plant im Chemelot Industrie Park in den Niederlanden das erste europäische grüne Ethylenprojekt mit einer Kapazität von jährlich 0,1 Mt (Syclus 2023). Auch in Japan ist ein Pilotprojekt mit Inbetriebnahmen im Jahr 2025 geplant. Informationen zur Größe des Projekts liegen nicht vor (MLT Analytics 2022).

Tabelle 6: Liste ausgewählter Projektankündigungen zur Produktion von Methanol auf Basis von grünem Wasserstoff, Biomasse, Abfällen und/oder CCU. Basierend auf eigenen Recherchen (weiß) und basierend auf IRENA Innovation Outlook (grau), Projekte $\geq 0,1$ Mt H₂ p.a.

Land	Projekttyp	Kapazität (Mt p.a.)	Startjahr	Ankündigung	Referenz(en)
China	CO ₂ -to-Methanol	0,11	Seit 2022	Im Rahmen des Shunli CO ₂ -to-Methanol-Projekt in Anyang, China, wurde 2022 eine E-Methanol-Anlage in Betrieb genommen. Das notwendige CO ₂ wird mittels CCS einer Kokerei entnommen. Der Wasserstoff fällt als Nebenprodukt an, daher handelt es sich nicht um grünes Methanol.	CRI, o. J.-b
China	CO ₂ -to-Methanol	0,1	Seit 2023	Die isländische Carbon Recycling International (CRI) und die chinesische Jiangsu Sailboat Petrochemical haben 2023 eine CO ₂ -zu-Methanol-Anlage in Betrieb genommen. Die Anlage recycelt Wasserstoff und CO ₂ aus anderen Anlagenprozessen und wertet diesen zu Methanol auf.	Čučuk 2023
China	E-Methanol	0,001	Seit 2020	Das Demonstrationsprojekt wurde vom chinesischen Verband der Erdöl- und Chemieindustrie zertifiziert und ist seitdem im Betrieb.	Hutchins 2020; Power Technology 2024
Island	E-Methanol	0,004	Seit 2011	Carbon Recycling International (CRI), gegründet 2006 in Island, produziert erneuerbares Methanol (derzeit 4 kt p.a. im Werk George Olah) aus industriellen CO ₂ -Emissionen und erneuerbaren Energiequellen (RES).	Europäische Kommission 2021
Schweden	E-Methanol	0,05	Ab 2025	50 kt p.a. FlagshipONE-Projekt in Ornskoldsvik, das von Orsted erworben wurde, und 100 kt p.a. FlagshipTWO in Sundsvall.	Argus Media 2023
Schweden	Bio-Methanol	0,005	Ab 2020	Extraktion aus dem Zellstoffprozess der Firma Södra.	Södra, o. J.
Deutschland	Bio-Methanol	0,017	Seit 2018	BASF produziert Methanol nach dem Biomassenbilanz-Ansatz. Der Produktname ist EU-REDcert-methanol.	BASF 2018; Methanol Institute, o. J.
USA	Bio-Methanol	0,2	Im Betrieb	Im September 2023 kündigte OCI Pläne zur Erweiterung der Kapazität auf circa 0,4 Mt in seiner Anlage in Beaumont, Texas, bis 2025.	OCI Global 2023
Niederlande	Bio-Methanol	0,44	N/V	eM-Rhone, electroMethanol-Rhône, ist ein vom EU Innovation Fund gefördertes Projekt, dass ab 2027 E-Methanol produzieren möchte.	Shumkov 2015
Frankreich	E-Methanol	0,1	N/V	GREEN MEIGA – Green Methanol in Galicia, ist ein vom EU Innovation Fund gefördertes Projekt, dass ab 2027 E-Methanol produzieren möchte.	Europäische Kommission 2024d
Spanien	E-Methanol	0,1	N/V	Ein Joint Venture bestehend aus CRI, Statkraft und Finnjord kündigte 2020 ein kommerzielles E-Methanol-Projekt an. Die FID ist für 2024 vorgesehen. Das CO ₂ wird über mit einer CCU-Anlage abgeschieden und der Wasserstoff über Elektrolyse gewonnen.	Europäische Kommission 2024c
Norwegen	E-Methanol	0,1	N/V	Das Renewable Hydrogen Canada Corporation (RH2C) Projekt an der Westküste Kanadas plant die Erzeugung von grünem (0,17 Mt p.a.) und blauem (1,58 Mt p.a.) Methanol. Der erneuerbare Strom für das grüne Methanol soll aus Wind-, Wasser und Bioenergie gewonnen werden. Der Kohlenstoff soll aus Holzabfall kommen.	CRI, o. J.
Kanada	E-Methanol	1,75	Ab 2028	Am Hafen von Gent soll das North-C-Methanol-Projekt entstehen. Der grüne Wasserstoff soll mit Windenergie erzeugt, das CO ₂ über CCU aus naheliegenden Industriestandorten genutzt werden.	RH2C, o. J.
Belgien	E-Methanol	0,046-0,18	N/V	Nach Angaben der Geschäftsführung hat das LowLands Methanol BV Projekt bereits Abnahme und Feedstock-Verträge unterzeichnet. Abnehmer ist demnach unter anderem der maritime Sektor. Anfangs sollen 0,12 Mt p.a. produziert werden und bis 2030 auf 0,5 Mt p.a. skaliert werden.	Issuu, o. J.
Niederlande	E-Methanol	0,5	Ab 2024	Nach Angaben der Geschäftsführung hat das LowLands Methanol BV Projekt bereits Abnahme und Feedstock-Verträge unterzeichnet. Abnehmer ist demnach unter anderem der maritime Sektor. Anfangs sollen 0,12 Mt p.a. produziert werden und bis 2030 auf 0,5 Mt p.a. skaliert werden.	Böck 2022
Spanien	Bio-Methanol	0,22	Ab 2025	Das Ecoplanta Projekt in Spanien wird von einem Joint Venture aus Enerkem SUEZ Recycling & Recovery Spain und Repsol umgesetzt. Es wird über den Innovation Fund der EU gefördert. Das Methanol soll im Chemie- und Biokraftstoffbereich angewendet werden.	Enerkem 2021
Schweden	Bio-Methanol	0,2	Ab 2026	Der schwedische Chemiehersteller Perstorp plant in Stenungsund, Schweden, eine grünes Methanolprojekt. Die Anlage soll CO ₂ aus Perstorps Betrieben abscheiden und mit grünem Wasserstoff kombinieren. Der Innovationsfonds der EU unterstützt das Projekt mit einer Finanzierung von über 100 Millionen US-Dollar.	Johnson Matthey 2023
Dänemark	E-Methanol	0,03-0,04	Ab 2024	Dänischer Entwickler European Energy mit biogenem CO ₂ aus einer lokalen Biogasanlage zur Herstellung von E-Methanol.	State of Green 2023
Schweden	E-Methanol	0,5	Ab 2025	Ørsted lanciert Europas größtes E-Methanol-Projekt FlagshipONE und soll den maritimen Transportsektor beliefern.	Ørsted 2023
Schweden	E-Methanol	0,1	Ab 2026	Der schwedische E-Fuel-Entwickler Liquid Wind plant eine E-Methanol-Anlage mit einer Kapazität von 100 kt p.a. in der Region Vasterbotten im Norden Schwedens. Der Produktionsstart ist für 2026 geplant.	Liquid Wind, o. J.; 2023

6. BRANCHENSPEZIFISCHE BETRACHTUNGEN (STAHL, AMMONIAK, HVCS)

In Kapitel 2 wurde ein allgemeiner Ansatz zur Analyse von grüner Industrieverlagerung und beeinflussenden Faktoren vorgestellt, den wir hier unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Kapitel 3, 4 und 5 auf die Branchen Stahl, Ammoniak und HVCS anwenden und vertiefen. Jedes Unterkapitel stellt eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse für die jeweilige Branche vorweg. Anschließend werden die in Kapitel 2 gelisteten Faktoren für und gegen Verlagerung systematisch diskutiert.

6.1 Stahl

6.1.1 Zusammenfassung

Obwohl die Verlagerung der Produktion von grünem Stahl zu einer Kostensenkung von „nur“ 15 bis 20 % führen würde (s. Kapitel 3) und diese Verlagerungseinsparung somit geringer ausfiele als bei den anderen untersuchten Grundstoffen (Ammoniak oder Ethylen), resultiert hieraus ein substantieller Anreiz für grüne Industrieverlagerung. Grund dafür ist die Erwartung, dass auch in zukünftigen grünen Stahlmärkten (so wie in allen Märkten homogener Grundstoffe mit niedrigen Transportkosten) knappe Margen einen hohen Druck in Richtung wettbewerbsfähiger Produktionskosten erzeugen werden. Jedoch ist bei Teilen der Abnehmer in Deutschland mit einer erhöhten Zahlungsbereitschaft für inländisch produzierten Stahl zu rechnen, die

sich aus den Anforderungen einiger Stahlkunden an Lieferkettensicherheit und Stahlqualitäten ergeben. Wie groß dieses durch weiche Faktoren „ungefährdeten“ Marktsegments (abhängig von der Höhe des sich tatsächlich einstellenden Kostenunterschieds) ausfallen wird, ist derzeit jedoch noch ungewiss.

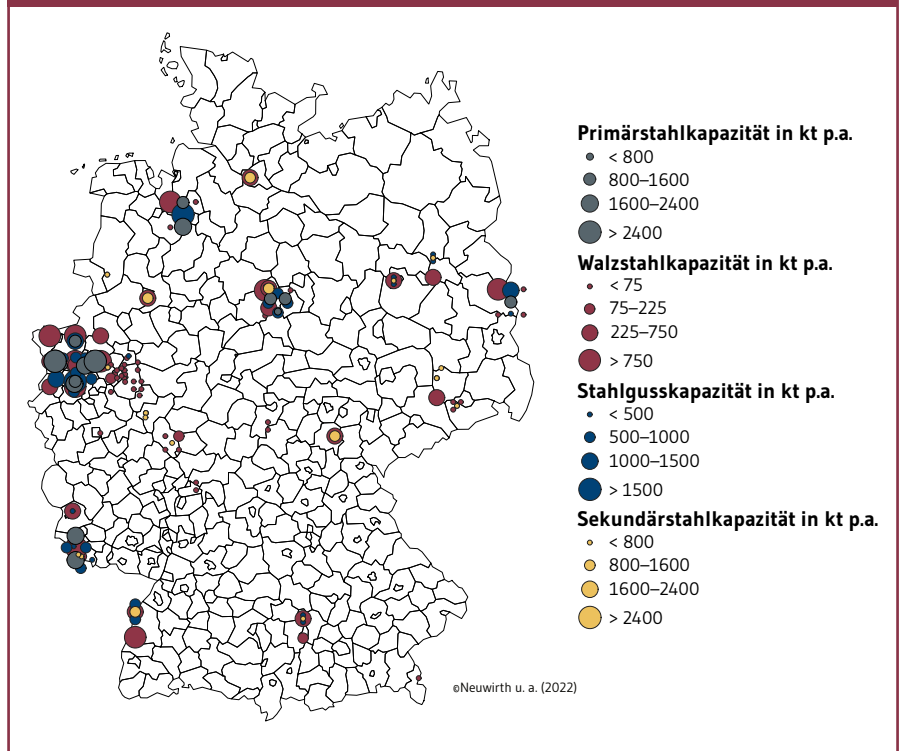
Für Importe zeichnet sich der globale Handel mit DRI als eine Art „Sweet-Spot“ ab: während Energiekosten effizient eingespart werden könnten, wären Effekte für Wertschöpfung und Beschäftigte in allen Dimensionen (zeitlich, räumlich und Wertschöpfungstiefe) klein (vgl. Kapitel 4), da nur circa 5 % der Arbeitsplätze in der Stahlindustrie auf die Roheisenerzeugung entfallen (WV Stahl 2024b) und da die Wertschöpfung und Beschäftigung in nachgelagerten Wirtschaftszweigen in Deutschland erhalten bleiben könnten. Die Produktion beliebiger Stahlsorten und -qualitäten in E-Ofen oder Aufblaskonverter und integrierten Walzwerken wäre gewährleistet und Stahlkunden könnten weiterhin ihre gewohnten Stahlprodukte aus Deutschland beziehen. Als Lieferanten für Roheisen bieten sich insbesondere die vielen globalen Eisenerzexporteure mit guten EE-Potenzialen (Australien, Brasilien, Südafrika, Schweden) an. Durch den europäischen CBAM entstehen bereits zeitnah Anreize für außereuropäische Stahllieferanten, in grüne Stahlprojekte zu investieren. Eine frühzeitige Erweiterung

der H2Global-Projekte auf DRI oder ein Klimaklub für Stahl (Hermwille u. a. 2022) könnte zusätzlich dazu beitragen, den oben genannten „Sweet Spot“ auszunutzen und somit Wertschöpfung zu erhalten und gleichzeitig kosteneffizient und konkurrenzfähig zu bleiben. Im Falle solcher Importe müssten die entstehenden Importabhängigkeiten noch besser verstanden werden: zwar ist Deutschland schon heute auf den Import von Eisenerz angewiesen, diese Importabhängigkeit könnten jedoch durch eine Einschränkung der in Frage kommenden Exporteure weiter verschärft werden aufgrund der hohen Anforderungen des Elektrolichtbogenofens an die Erzqualitäten, die in der Direktreduktion verwendet werden, aufgrund des beschränkten Vorkommens solcher Erze und aufgrund des mittelfristig geringen globalen Wettbewerbs bei der Direktreduktion.

Alternativ zum Import von DRI bestünde auch die Option, entweder Stahlbrammen zu importieren und in Deutschland zu walzen oder Stahlhalbzeug zu importieren und in Stahlanwendungen weiterzuverarbeiten, was jedoch mit größeren Risiken für den Verlust von Wertschöpfung und Beschäftigung in der Stahlindustrie und in nachgelagerten Wirtschaftszweigen verbunden wäre.

Den in diesem Bericht abgeleiteten Kostenvorteilen für grüne Stahlproduktion im EE-reichen Ausland ist entgegenzuhalten, dass Deutschland in kommenden Jahren global führend beim Hochlauf von grünem DRI-Stahl aufgestellt sein wird und es wenig vergleichbare Ankündigungen im Rest der Welt gibt (s. Kapitel 5). Mit den angekündigten Fördermitteln zur Transformation der deutschen Stahlindustrie (vor allem IPCEIs und KSVs) wird bis 2030 voraussichtlich circa ein Drittel (vgl. Kapitel 5.2) der derzeitigen Primärstahlerzeugung in Deutschland transformiert, vorausgesetzt die bewilligten Projekte werden nicht verzögert und neue Anlagen werden ab Fertigstellung voll ausgelastet. Hierdurch könnte sich Deutschland frühzeitig auf Märkten für Grünstahl etablieren und die resultierenden Lieferbeziehungen zu Stahlkunden in Deutschland und dem Rest der Welt langfristig entweder trotz des Energiekostennachteils oder durch spätere

Abbildung 18: Aktuelle Standorte der deutschen Stahlbranche
Quelle: Neuwirth u.a. (2022)



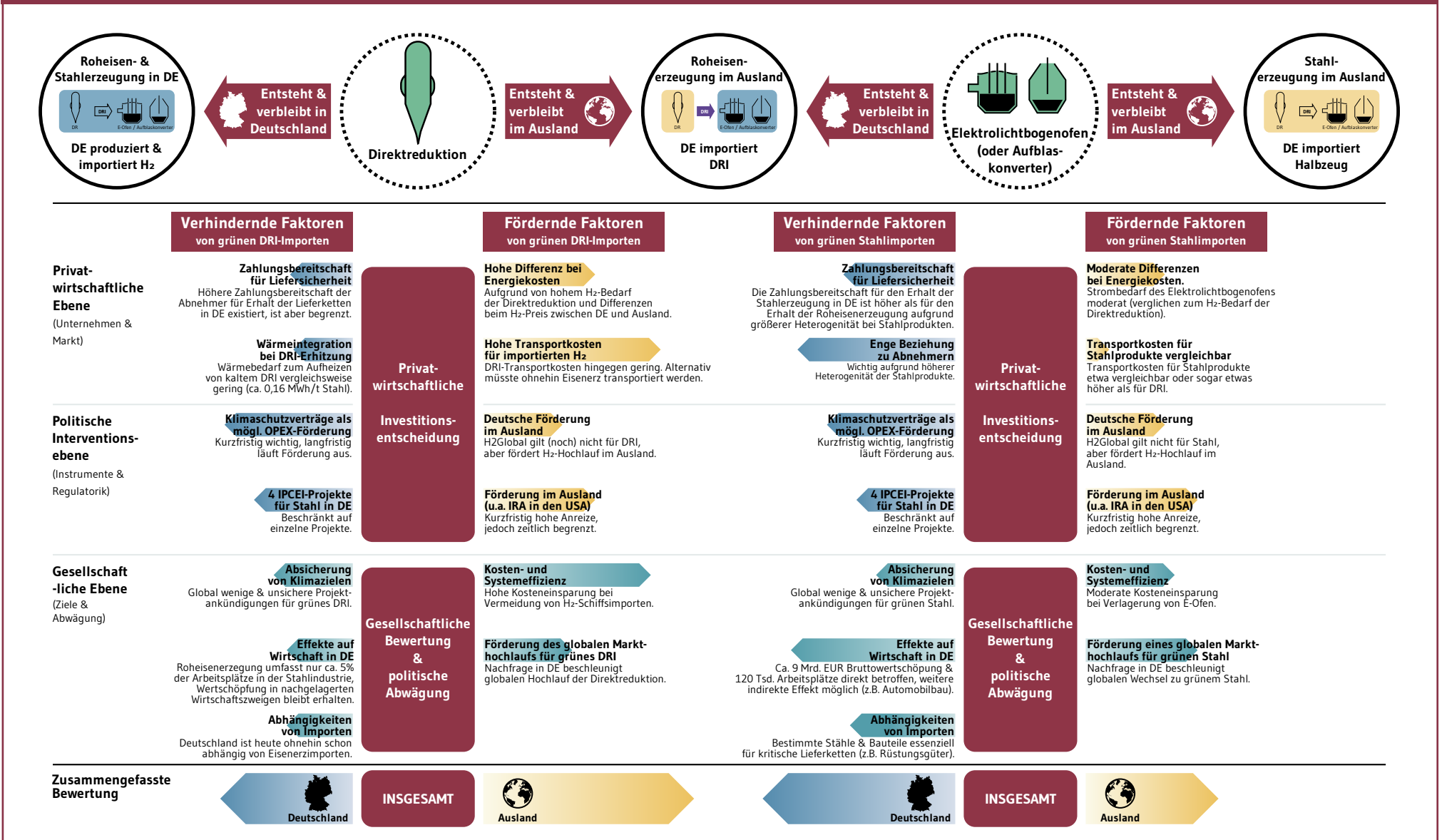
Umstellung auf importiertes DRI sicherstellen. Durch die Transformation eines Teils der Stahlindustrie in Deutschland werden außerdem deutsche Klimaziele ohne Abhängigkeiten von ausländischen Partnern abgesichert. Will die globale Stahlindustrie angesichts globaler Klimaziele hin zur Klimaneutralität transformieren, so ist von globalen Kapazitätsengpässen bei der Errichtung von Direktreduktionsanlagen auszugehen, wodurch deutsche Direktreduktionsanlagen mittelfristig mit erhöhten Energiekosten am Weltmarkt Bestand haben könnten. Insgesamt also bieten die bereits beschlossenen Direktreduktionsanlagen eine Chance für Klimaschutz und Stahlindustrie, wohingegen der Beschluss weiterer Anlagen zu späterem Zeitpunkt das Risiko auf Fehlinvestitionen erhöht.

Eine mögliche Strategie Deutschlands könnte daher sein, mit den staatlich geförderten und bereits im Bau befindlichen Direktreduktionsanlagen den anfänglichen Markthochlauf für grünen Stahl anzureizen und die spätere Entscheidung über den Zubau weiterer Anlagen und den Importanteil beim grünen DRI den deutschen Stahlproduzenten zu überlassen. Durch eine frühzeitige Anpassung politischer Instrumente (z. B.

Ausschreibungen für grünes DRI als Teil von H2Global) könnte das Entstehen eines globalen Markts für günstiges grünes DRI beschleunigt und ein hoher Grad an Diversität sichergestellt werden.

Trotz der Option, Energiekostennachteile durch DRI-Importe auszugleichen, und trotz des Vorsprungs, den deutsche Stahlproduzenten beim Hochlauf von grünem Stahl haben, verbleibt ein Restrisiko, dass transformierte Stahlstandorte in Deutschland nicht dauerhaft wettbewerbsfähig produzieren können. Dies betrifft die Direktreduktionsanlagen als solche sowie die energieintensive Weiterverarbeitung von Roheisen zu Stahlhalbzeug, woraus sich negative Effekte für Wertschöpfung und Beschäftigung ergeben könnten. Trotz der Option, einen grünen Stahlmarkt innerhalb der EU zu organisieren, und trotz der ohnehin nicht vermeidbaren Abhängigkeit von Eisenerzimporten, verbliebe auch ein Restrisiko für die Versorgungssicherheit Deutschlands mit grünem Stahl. Deutschland könnte sich dazu entscheiden, die Abwanderung gefährdeter Standorte teilweise oder vollständig zu verhindern. Hierfür wären jedoch langfristige finanzielle Zusicherungen für einen Green-Relocation-Schutz notwendig (und nicht le-

Abbildung 19: Bewertungsschema für Verlagerungsoptionen für grünen Stahl
 Quelle: Eigene Darstellung



Gezeigt sind nur die wichtigsten fördernden und verhindernden Faktoren einer grünen Verlagerung, die sich aus branchenübergreifenden Faktoren (s. Kapitel 2) und weiteren branchenspezifischen Faktoren (s. Kapitel 6.1.2) ergeben. Die in der oberen Zeile illustrierten drei konkurrierenden geografischen Verteilungen der Wertschöpfungskette zwischen Deutschland und dem Ausland entsprechen Basisfall/Fall 1 (Links), Fall 2 (Mitte) und Fall 3 (Rechts) aus Abbildung 3.

diglich eine „Brückensubvention“ während der Transformation). Die fiskalischen Kosten für solche Dauersubventionen könnten hoch sein (vgl. Kapitel 3). Gerade deshalb könnte eine bessere Strategie die Sicherstellung diversifizierter grüner Stahl- und DRI-Importe und eines liquiden globalen Marktes sein.

Kritisch reflektiert werden sollte auch der hohe Primäranteil der Stahlproduktion in Deutschland. Aus dem hohen Exportanteil stahlintensiver Güter und geringer rücklaufenden Schrottmengen ergibt sich für die Primärroute ein großer Transformationsdruck, der durch mehr Sekundärproduktion in Deutschland gesenkt werden könnte. Gleichzeitig würden durch eine höhere Verarbeitung von Stahlschrotten in Deutschland der Transformationsdruck beim Primärstahl auf ärmere und weniger entwickelte Länder weitergegeben, was die Chancen auf eine rechtzeitige Transformation der globalen Stahlindustrie senken würde.

Abbildungen 18 und 19, die Infobox Stahlbranche und der nachfolgende Abschnitt zu den Faktoren im Einzelnen ergänzen die obigen Aussagen um tiefergehende sektorspezifische Details.

INFOBOX: STAHLBRANCHE

Mit einer Rohstahlerzeugung von 35,4 Mt war Deutschland im Jahr 2023 größter Stahlproduzent der EU und mit 1,8 % des Produktionsvolumens siebtgrößter Stahlerzeuger weltweit. Zum Vergleich: die globale Stahlproduktion betrug 2023 1975 Mt, wovon 52 % aus China, 7 % aus Indien, 6 % aus der EU, 4 % aus Japan, 4 % aus den USA stammten.

Im Jahr 2019 erwirtschaftete der Wirtschaftszweig Eisen- und Stahlerzeugung (WZ08-24.1-24.3) in Deutschland bei einem Produktionsvolumen von circa 40 Mt eine Bruttowertschöpfung von circa 9,1 Mrd. Euro und beschäftigte circa 121.000 Erwerbstätige (vgl. Kapitel 4, s. Abbildung 12). Die Stahlindustrie war für etwa 30 % der deutschen Industrieemissionen verantwortlich. Mehr als die Hälfte des deutschen Stahlbedarfs stammt aus der Bau- (35 %) und der Automobilindustrie (26 %). (WV Stahl 2022; Neuwirth u. a. 2022)

Außenhandel: Der deutsche Außenhandel mit Stahlprodukten (Halbzeug und erste Verarbeitungsschritte) war im Jahr 2021 beinahe ausgeglichen (24,8 Mt Importe, 24,5 Mt Exporte; vgl. Kapitel 4). 75–80 % der deutschen Exporte verbleiben in der EU. Wichtigste Abnehmerländer indirekter Stahlimporte (d.h. von Produkten, die Stahl enthalten) waren Frankreich (2,4 Mt), USA (2,2 Mt), Polen (2,0 Mt) und China (2,0 Mt). (WV Stahl 2022)

Graue Wertschöpfungskette: Etwa 70 % der deutschen Stahlproduktion erfolgt auf Basis von Eisenerz und geringen Anteilen von Stahlschrott (circa 15–20 %) (sog. Primärroute), die restlichen 30 % sind Sekundärstahlproduktion und erfolgen ausschließlich auf Basis von Stahlschrott-Recycling (sog. Sekundärroute). Der Ausgangsstoff Eisenerz wird zu Pellets oder zu Sinter verarbeitet. Aus den Eisenerzen (Eisenoxid) wird im Hochofen mittels Zugabe von Koks Sauerstoff entfernt (sog. Reduktion). Das resultierende flüssige Roheisen wird zu Stahl weiterverarbeitet.

Grüne Wertschöpfungskette: Die Eisenreduktion kann anstelle von Koks unter Zugabe von Wasserstoff oder Erdgas erfolgen, wofür jedoch andere Anlagentypen als in Deutschland derzeit vorhanden (sog. Direktreduktionsanlagen) erforderlich wären und neue Kapazität entsprechend aufgebaut werden müsste. Der verwendete Wasserstoff wird vorrangig erneuerbar über die Wasserelektrolyse (sog. grüner Wasserstoff) und ggf. teilweise aus Erdgas mit CCS (sog. blauer Wasserstoff) gewonnen (vgl. Abbildung 3). Anstelle von Eisenerz können auch ausschließlich Stahlschrotte im Elektrolichtbogenofen verwendet werden (Sekundärroute). Mit diesem Verfahren wird bereits heute Stahl erzeugt, der eine deutlich niedrigere THG-Emissionsmenge pro Tonne produzierten Stahls aufweist, als dies bei der Hochofenroute der Fall ist. Wenn der im Elektrolichtbogenofen verwendete Strom und ggf. notwendige Aufkohlungsmittel auch erneuerbar sind, kann Sekundärstahl bereits als grün, beziehungsweise klimaneutral bezeichnet werden. Das Potenzial zur Ausweitung der Sekundärroute ist jedoch durch die Verfügbarkeit von Stahlschrott begrenzt.

6.1.2 Die Faktoren im Einzelnen

Die in Kapitel 2 branchenübergreifend diskutierten privatwirtschaftlichen Faktoren, implementierten politischen Instrumente und gesellschaftlichen Ziele werden nachfolgend für die Stahlbranche aufgelistet, sofern sie hier eine Rolle spielen oder es wichtige Abweichungen von den branchenübergreifenden Aussagen gibt.

1. Privatwirtschaftliche Ebene (Unternehmen & Markt)

- ▶ **Marktpreise** für (grauen) Stahl sind aktuell aufgrund von europäischen und globalen (vor allem chinesischen) Überkapazitäten niedrig, woraus sich am Markt ein hoher Druck auf wettbewerbsfähige Preise ergibt. Kurz- bis mittelfristig könnte sich auf grünen Stahlmärkten ein höherer Stahlpreis einstellen. Ob sich langfristig ein ähnlicher Preisdruck wie beim grauen Stahl einstellen wird, ist unsicher.
- ▶ **Synergieeffekte am Verbundstandort** sind grundsätzlich geringer als zum Beispiel in der Chemieindustrie. Schlacke als Nebenprodukt für beispielsweise die Zementindustrie hat eine geringe Bedeutung und geringen ökonomischen Wert, würde im Fall von DRI-Importen unverändert anfallen und könnte im Fall von (halb-)fertigen Stahlimporten und bei entsprechender Nachfrage gehandelt werden. Nicht vermeidbare CO₂-Emissionen, die ggf. beim Aufblasen des im Stahl enthaltenen Kohlenstoffs entstehen, könnten eingefangen und gespeichert (CCS) oder in Produkten oder Kraftstoffen genutzt werden (CCU). Bei Rohstahlproduktion an integrierten Standorten kann heißes DRI in den Lichtbogenöfen eingeführt werden, was dessen Strombedarf um 0,16 MWh/t Rohstahl senkt (Vogl, Åhman, und Nilsson 2018) (in Berechnungen in Kapitel 3 bereits berücksichtigt). An

Verbundstandorten, an denen die Elektrolyse mit der Direktreduktion integriert ist, reduziert sich der Wasserbedarf, da Wasser dann im Kreislauf geführt werden kann. Der Bedarf an Meerwassersentsalzung zur Gewinnung von Frischwasser für Wasserstoffexporte aus Ländern mit kritischer Wasserknappheit könnte so reduziert werden.

- ▶ **Nähe zu Abnehmern** spielt aufgrund folgender Aspekte in der Stahlindustrie eine wichtige Rolle:
 - Durch kurze Lieferwege und damit kürzere und planbarere Lieferzeiten können das Risiko von Lieferunpünktlichkeit und der Bedarf für Zwischenlagerung reduziert werden.
 - Abnehmern (z. B. die Automobilindustrie) fragen eine breite Palette von Stahlprodukten nach. Diese Nachfrage ändert sich unter anderem aufgrund von Innovationszyklen, Produktdesigns und Endverbraucherpräferenzen. Durch eine geografische Nähe zu Abnehmern können Stahlproduzenten leichter durch Innovationskraft (d.h. Erfindung neuer Fertigungsverfahren oder neuer Stahlsorten) anpassungsfähig auf sich ändernde Anforderungen der Abnehmer reagieren. Solche Anpassungen an die Abnehmer könnten zwar auch Produzenten im Ausland vollziehen, allerdings mit längeren Lieferzeiten sowie mit weiteren Herausforderungen der betrieblichen Kooperation (unter anderem sprachliche und kulturelle Barrieren, inkompatible Zeitzonen beispielsweise nach Australien usw.). Dieser Faktor wirkt sich besonders gegen die Verlagerung der Erzeugung von Rohstahl und (halb-)fertigen Produkten, dafür aber wenig auf den Import von DRI als Vorprodukt aus.
- ▶ **Lieferkettensicherheit** (also der Sicherheit vor disruptiven Lieferkettenausfällen durch Kon-

flikte, Pandemien, Naturkatastrophen, etc.) spielt in der Stahlindustrie vor allem kurz- und mittelfristig eine große Rolle, da auf dem globalen Markt noch kein großes Angebot für grünen Stahl erkennbar ist (vgl. Kapitel 5). Hinzu kommt langfristig auch wieder die Heterogenität bei Rohstahl und Stahlprodukten, die die schnelle Substituierbarkeit eines Zulieferers erschwert. Selbst wenn sich langfristig global ein liquider Markt einstellt, weist die heimische Produktion einen höheren Schutz gegen Lieferkettenunterbrechungen auf, die transportroutenbedingt (z. B. Suezkanal) oder bei der Anlandung und beim Weitertransport in Deutschland (z. B. Hafestreiks) entstehen könnten. Inländische Roh- oder Walzstahlreserven wären kaum möglich, für Erz- oder DRI-Reserven hingegen ließen sich strategische Reserven einfacher realisieren. Rund ein Drittel der weltweiten Eisenerzproduktion erfolgt in Australien, gefolgt von Brasilien, China und Indien. Innerhalb Europas ist Schweden der größte Eisenerzproduzent, signifikante Reserven bestehen auch in Russland (Tuck 2023).

- ▶ **Rohstoffverfügbarkeit** umfasst in der Stahlindustrie die Verfügbarkeit von Eisenerzen in bestimmten Qualitäten. Eisenerz wird derzeit global liquide gehandelt und auf dem Seeweg verschifft (BMDV 2021). Die größten Eisenerzexporteure der Welt und die Zulieferländer Deutschlands verfügen über gute EE-Potenziale (Australien, Brasilien, Südafrika, Kanada, Schweden). Eine Verlagerung der Eisenherstellung in geografische Nähe zu Eisenerzförderstandorten könnte Transportkosten senken – insbesondere, wenn Zugang zu regionalen Absatzmärkten besteht, wodurch ein Transportweg vollständig entfallen würde. Außerdem

wichtig für die grüne Stahlroute ist die Verfügbarkeit von Erzen mit ausreichend hohen Qualitäten (hoher Eisenanteil).

- ▶ **Erschließung neuer Absatzmärkte:** Eine Verlagerung von Produktionsstätten von grünem Stahl in Renewables-Pull-Länder birgt zusätzlich mittelfristig das Potenzial zur Erschließung neuer Absatzmärkte, die sich in geografischer Nähe zur neuen Produktionsstätte befinden. Des Weiteren können Skaleneffekte durch höhere Produktionsvolumina zusätzliches Kostensenkungspotenzial bieten. Langfristig, wenn ein globaler Markt für Grünstahl entstanden ist und die künftigen Hauptabsatzmärkte für Grünstahl (China, Indien, USA, Südkorea, Japan, EU) bereits bedient sind, wird der Erschließung neuer Märkte bei Verlagerungsentscheidungen keine gewichtige Bedeutung mehr zukommen.
- ▶ **Technisches Know-how** stellt in der Stahlindustrie eine besondere Voraussetzung dar, vor allem bei unterschiedlichen Produkttypen und -qualitäten. Die Herstellung von Spezialstählen erfordert einen hohen Grad an technischen Fähigkeiten und Kenntnissen, der in Deutschland in jahrzehntelanger Arbeit aufgebaut wurde. In Ländern ohne bereits langjährig etablierte Stahlindustrie ist diese Expertise nicht gegeben, beziehungsweise muss zunächst aufgebaut oder angesiedelt werden. Auf mittlere Frist steht dieser Faktor einer Verlagerung in solche Länder entgegen. Langfristig besteht die Möglichkeit, dass infolge erster Verlagerungen oder Ansiedlungen bereits entsprechendes Know-how aufgebaut worden ist. Entsprechend wirkt dieser Faktor längerfristig weniger stark gegen eine Verlagerung.

2. Politische Interventionsebene (Instrumente & Regulatorik)

- ▶ **KSVs** in Deutschland wurden mit dem Start des ersten Gebotsverfahrens im März 2024 in die Wege geleitet. Grüne Stahlprojekte könnten zukünftig zu den geförderten Projekten zählen. Durch OPEX-Förderung könnte der Staat so die Wettbewerbsfähigkeit ausgewählter grüner Stahlprojekte in Deutschland gegen Graustahl über einen Zeitraum von 15 Jahren absichern — nicht zwingend jedoch gegen Konkurrenz von ausländischen grünen Produkten mit niedrigeren Energiekosten.
- ▶ **IPCEI-Förderbescheide** in Deutschland wurden in Höhe von circa sieben Milliarden Euro für die vier Stahlkonzerne Thyssenkrupp, Salzgitter, ArcelorMittal und Saarstahl verkündet. (BMDV 2021) Die Förderung bezuschusst Projekte zur teilweisen Umstellung der Fertigung auf Wasserstoff innerhalb der Konzerne. Kurz- und mittelfristig kann so die Transformation der Stahlbranche am Industriestandort Deutschland angeheizt werden. Es ist nicht zu erwarten, dass diese Förderungen langfristig zur Verfügung stehen.
- ▶ **Förderung von Produktion im Ausland** aus deutschen Mitteln für grünes DRI oder grünen Stahl ist zwar im Rahmen der Initiative H2Global aktuell nicht vorgesehen, das BMWK fördert jedoch unabhängig von H2Global ein grünes DRI-Projekt in Namibia (Hylron 2023).
- ▶ **Verstärkte Anreize zur Verlagerung** könnten in Ländern mit Eisenerzvorkommen und hohen EE-Potenzialen (z. B. Australien, Brasilien, Südafrika, Schweden) gesetzt werden, um über den reinen Export von Eisenerz hinaus auch Schritte der Stahlherstellung anzusiedeln und so

eine höhere Wertschöpfungstiefe zu erreichen. Solche staatlichen Anreize sind eher kurzfristig zu erwarten, da sich langfristig die Grünstahlbranche (in Deutschland wie im Ausland) wirtschaftlich selbst tragen können sollte. Zudem sind Neuan-siedlungen kurzfristig mit sehr hohen Aufholbedarfen bei der Branchenerfahrung verbunden, sodass eine starke Investitionsförderung ungewiss erscheint.

3. Gesellschaftliche Ebene (Ziele & Abwägung)

- ▶ **Wertschöpfung & Beschäftigung** (vgl. Kapitel 4): Im Jahr 2019 wurden eine Bruttowertschöpfung von 9,1 Milliarden Euro (circa 0,6 % des BIP) und eine Beschäftigung von 121.000 Arbeitsplätzen für die Herstellung von Roheisen, Stahl und Erzeugnisse erster Bearbeitung verzeichnet. Zusätzlich gibt es nachgelagerte Wirtschaftszweige, die Stahlprodukte als Vorleistung verwenden und deren Bruttowertschöpfung und Beschäftigte potenziell von Abwanderungen in der Stahlindustrie indirekt betroffen wären. Die wichtigsten nachgelagerten Wirtschaftszweige umfassen Metallerzeugung, Kraftwagen, Maschinenbau, Baugewerbe, Gießereierzeugung und Elektrische Ausrüstungen. In diesen Top-6 nachgelagerten Branchen liegt die Bruttowertschöpfung bei 467 Milliarden Euro und die Zahl der Arbeitsplätze bei 5,6 Millionen Euro. Der Produktionsmultiplikator⁵ der deutschen Stahlbranche wurde vom RWI (Döhrn und Janssen-Timmen 2011) im Jahr 2011 auf 3,1 und von Prognos im Jahr 2016 auf 2,2 geschätzt (Prognos 2016). Der Beschäftigungsmultiplikator⁶ lag laut RWI (Döhrn und Janssen-Timmen 2011) bei 6,5 und laut Prognos (Prognos 2016) bei 2,6 (allerdings kombiniert für die Stahl- und Metallbranche). Der Unterschied impliziert, dass die Stahlbranche

isoliert einen höheren Multiplikator aufweist, kann jedoch auch auf die unterschiedlichen Datengrundlagen und größere Unsicherheiten zurückzuführen sein. Wie groß die Auswirkungen der Verlagerung der Stahlbranche ausfielen, hängt essenziell von der Verlagerungstiefe (ob beispielsweise DRI importiert wird oder Halbzeug) sowie von der Substituierbarkeit von aktuell inländisch erzeugten Stahlprodukten in den nachgelagerten Wirtschaftszweigen ab. Gegen Folgereaktionen in nachgelagerten Wirtschaftszweigen spricht, dass Stahl schon heute global liquide gehandelt wird. Gleichzeitig existiert laut Unternehmensbefragungen eine „Sockelnachfrage“ nach heimisch produziertem Stahl, die nicht einfach durch ausländische Importe substituiert werden könnte. (Bähr u. a. 2023) Welcher Teil der nachgelagerten Wertschöpfung und Arbeitsplätze tatsächlich indirekt von einer Abwanderung der Stahlindustrie betroffen wäre, können weder Statistiken noch Befragungen noch ökonomische Modelle mit Gewissheit sagen.

- **Versorgungssicherheit** könnte in der Stahlindustrie (zusätzlich zu makroökonomischen Effekten) wegen der sicherheitspolitischen Bedeutung als Zulieferer der Rüstungsindustrie eine besondere Rolle spielen. Da die Stahlnachfrage der Rüstungsindustrie jedoch nur für einen kleinen Teil der gesamtdeutschen Stahlnachfrage (verglichen zum Rest der Wirtschaft) verantwortlich ist, könnte dieses Risiko durch den Vorhalt einer kleinen inländischen Produktionskapazität schon stark reduziert werden. Außerdem werden die entsprechenden Produkte (v.a. Stahlplatten zur Panzerung) schon heute größ-

tenteils aus dem Ausland importiert. Dennoch wäre eine detailliertere Untersuchung der Rolle von Stahl in Lieferketten deutscher und europäischer Rüstungsgüter wichtig, um unerwünschten Abhängigkeiten vorzubeugen.

- Die **nationale Energiewende** würde durch den Wegfall des zusätzlichen Bedarfs an Wasserstoff und EE-Strom erleichtert, der für eine vollständige Transformation der Stahlindustrie in Deutschland benötigt würde. Bei einer jährlichen Primärstahlproduktion von derzeit circa 40 Mt entstünde ein zusätzlicher EE-Strombedarf von circa 160 TWh, wovon etwa 111 TWh auf die Elektrolyse entfielen. Zum Vergleich: im Jahr 2023 wurden in Deutschland 435 TWh Strom erzeugt (davon 254 TWh erneuerbar) (Energy-Charts, o. J.) und laut Langfristszenarien (Fraunhofer ISI u. a. 2024) soll es im Jahr 2045 einen Strombedarf von 766 bis 933 TWh und einen Wasserstoffbedarf von 305 bis 546 TWh geben.

6.2 Ammoniak und N-Düngemittel

6.2.1 Zusammenfassung

Angesichts der großen potenziellen Kostenvorteile bei Verlagerung von 25 bis 32 % (s. Kapitel 3), weltweit zahlreicher Ankündigungen für grünes Ammoniak (s. Kapitel 5.2) und einem bereits etablierten globalen Handel mit (derzeit noch grauem) Ammoniak, ist ein stark zunehmender Anreiz für die Abwanderung der Ammoniak- und Düngemittelindustrie ins EE-reiche Ausland sehr plausibel. Der globale Import von Ammoniak und dessen Weiterverarbeitung in Deutschland könnte sich als ein „Sweet-Spot“ herausstellen, da hier Energiekostenvorteile effektiv ausgenutzt werden und nachgelagerte Wertschöpfungsketten größtenteils in Deutschland verbleiben könnten.

Alternativ könnten Folgeprodukte importiert werden — insbesondere Harnstoff, Nitratsalze oder fertige Produkte als Düngemittel (weniger jedoch andere chemische Folgeprodukte in hochintegrierter Weiterverarbeitung, wie z. B. Lösungsmittel, Sprengstoffe usw.). Hierfür gibt es zwar nur geringe zusätzliche Kostenanreize, es könnte sich jedoch als notwendig erweisen aufgrund der eingeschränkten inländischen Transportfähigkeit von Ammoniak (bezüglich Infrastruktur und Regulatorik) zu Standorten jetziger Düngemittelproduktion ohne Hochseebindung (Ludwigshafen und Piesteritz). Während die Ammoniakverarbeitung an den Standorten Ludwigshafen und Köln/Dorsten stark integriert ist, ist dies an den Standorten Brunsbüttel und Piesteritz deutlich weniger der Fall.

Der Import von grünem Wasserstoff und dessen Weiterverarbeitung zu Ammoniak in Deutschland erscheint aus Gründen der Kosteneffizienz nicht sinnvoll, erst recht, da per Schiff importiertes und anschließend gecracktes Ammoniak wahrscheinlich einen Teil des deutschen Wasserstoffbedarfs decken wird. Selbst im unwahrscheinlichen Fall zeitnah verfügbarer günstiger Pipeline-Importe gäbe es für diesen Wasserstoff mittelfristig bessere Verwendung angesichts der Wasserstoffknappheit in Deutschland und üppigen Ankündigungen für grünes Ammoniak auf globalen Märkten.

Durch das Auslaufen der freien Zuteilung bis zum Jahr 2034 und die kontinuierlich absinkende Obergrenze im EU-Emissionshandel entsteht großer Transformationsdruck für die Ammoniak- und Düngemittelindustrie in Deutschland und Europa. (Frøhlke 2021) Für den Aufbau grüner Ammoniakproduktion in Deutschland ist nur eine einzige Projektankündigung aus dem Jahr 2021 bekannt (Frøhlke 2021), laut derer die geplante Anlage im Jahr 2024 in Betrieb gehen sollte und seit deren Bekanntmachung nichts mehr zum Projektfortschritt veröffentlicht wurde.

KSVs könnten bei der Transformation unterstützen, was jedoch angesichts

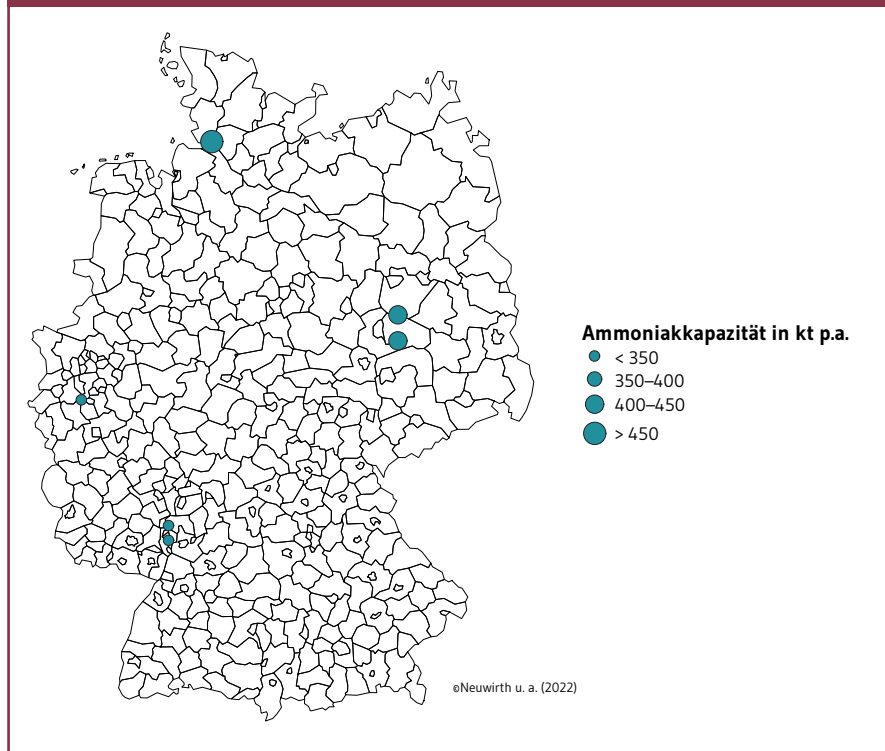
5 Der Produktionsmultiplikator gibt an, um wie viel Euro der gesamtwirtschaftliche Produktionswert sich erhöht, wenn sich der Produktionswert der Stahlindustrie um einen Euro erhöht.

6 Der Beschäftigungsmultiplikator beschreibt den Effekt, bei dem eine initiale Erhöhung der Beschäftigung in einem Sektor durch Folgewirkungen zu zusätzlichen Arbeitsplätzen in anderen Sektoren der Wirtschaft führt.

möglicher späterer grüner Industrieverlagerung risikoreich ist und in eine Gesamtstrategie eingebettet werden sollte. Da Fördereffizienz ein wichtiges Kriterium bei der Ausschreibung der KSVs ist, könnte heimische grüne Ammoniaksynthese außerdem geringe Erfolgschancen haben. Welche Ziele politische Entscheidungstragenden und betroffene Unternehmen bezüglich der Option von KSV-Förderung für grünes Ammoniak verfolgen, ist zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch ungewiss. Kurzfristig wäre außerdem eine Beimischung von grünem Wasserstoff in bestehenden Anlagen denkbar, dies wäre jedoch nur mit Beimischungsquoten von maximal 15 % möglich (Hauser u. a. 2021), da andernfalls nicht ausreichend Stickstoff für das Haber-Bosch-Verfahren anfällt und dieser zusätzlich über eine Luftzerlegungsanlage gewonnen werden müsste. Die Nutzung von grünem Wasserstoff in bestehenden Ammoniakproduktionsstandorten wäre zudem von der Verfügbarkeit von Wasserstoffnetzinfrastruktur (bereitgestelltem Wasserstoffnetz und Anschluss daran), beziehungsweise dem Aufbau von Elektrolysekapazität am Standort abhängig. Aufgrund der ungewissen Zukunft von Ammoniakstandorten in Deutschland wäre der Aufbau von Elektrolyse vor Ort (in Abwesenheit eines Anschlusses ans Wasserstoffnetz) mit hohen Risiken für gestrandetes Kapital verbunden, sodass Investitionen in Elektrolyseure in der Nähe zum Wasserstoffnetz oder zu sichereren Verbrauchsstandorten wahrscheinlicher erscheinen.

Industrielle Stickstoffdüngemittel spielen fortwährend eine wichtige Rolle in der Agrarwirtschaft, sodass Preis und Verfügbarkeit von Düngemittel auch eine Frage von Sicherheitspolitik sind. In Abwesenheit von Düngemittelproduktion in Deutschland könnte die Versorgungssicherheit durch Produktionsstandorte in anderen europäischen Ländern mit besseren EE-Potenzialen (z. B. iberische Halbinsel) oder über liquide und diversifizierte globale Märkte sichergestellt werden. Durch den Aufbau strategischer Düngemittelreserven und den Erhalt grauer Produktionskapazitäten auf Abruf könnte die Verfügbarkeit von Düngemittel zusätzlich abgesichert werden. Sollten Entscheidungstragenden die gegen-

Abbildung 20: Aktuelle Standorte der deutschen Ammoniakbranche
Quelle: Neuwirth u. a.(2022)



wärtige Produktion in Deutschland oder der EU mit Subventionen vollständig vor Abwanderung schützen wollen, wären die jährlich benötigten Subventionsvolumina (etwa 0,3 bis 1,2 Milliarden Euro p.a. für deutsche Produktion) deutlich geringer als zum Beispiel beim Stahl (etwa 3 bis 9 Milliarden Euro p.a.) (vgl. Kapitel 3).

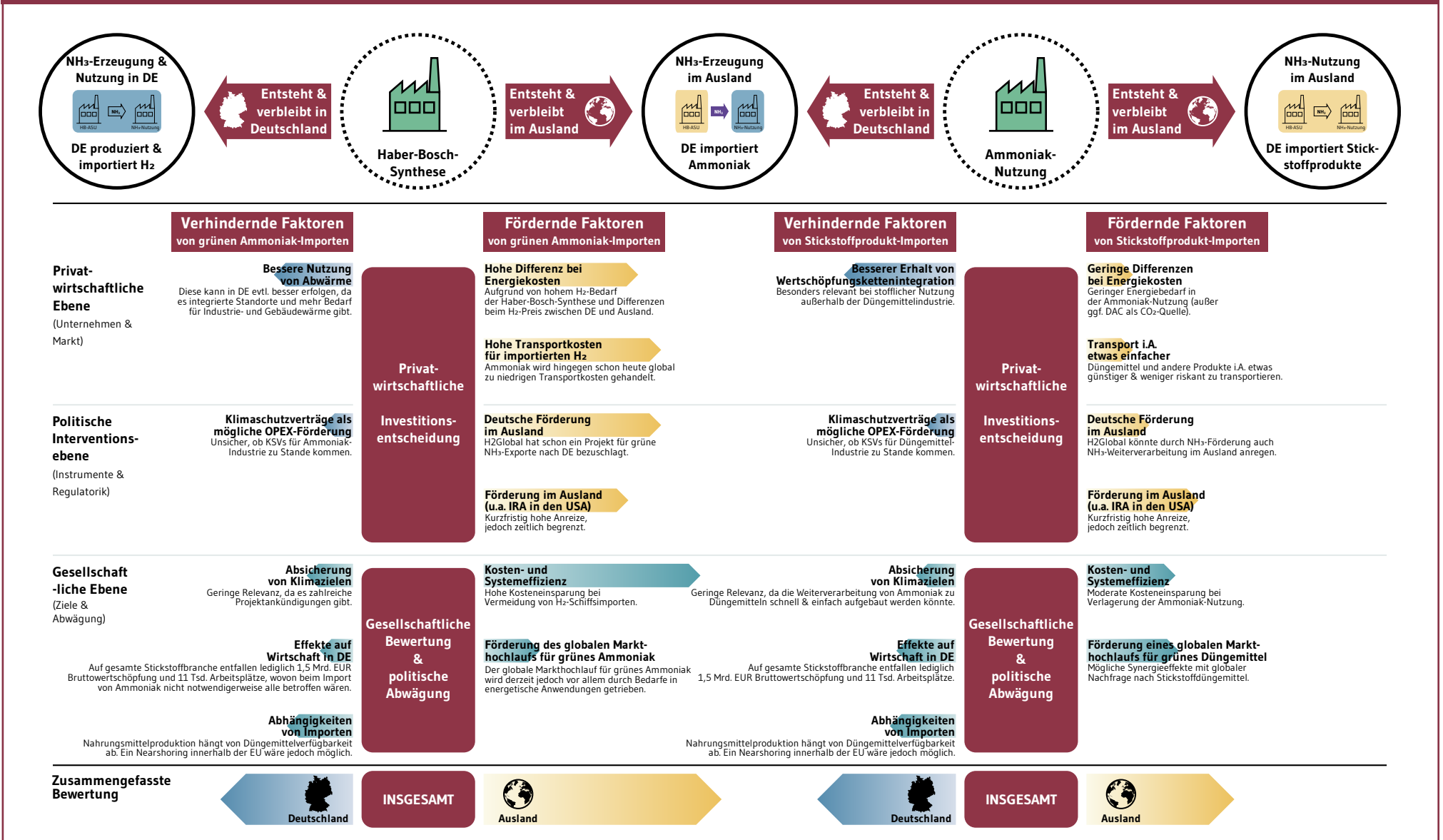
Gleichzeitig wären die makroökonomischen Auswirkungen einer potenziellen grünen Verlagerung der Düngemittelindustrie gering, da Wertschöpfung (circa 1,5 Milliarden Euro p.a.) und Beschäftigung (circa 11.000 Beschäftigte) in der Ammoniak- und Düngemittelindustrie heute vergleichsweise niedrig ausfallen. Weiterverarbeitende Unternehmen in der Chemieindustrie könnten von der Verlagerung der Ammoniakindustrie betroffen sein, besonders an stark integrierten Chemiestandorten, was jedoch noch ausführlicher untersucht werden muss. Abschließend sollte die Politik auch die kurzfristigen und lokalen makroökonomischen Effekte auf betroffene Regionen berücksichtigen, deren lokale Wirtschaft stark vom Fortbestand einzelner Produktionsstandorte abhängig ist, wie zum Beispiel im Fall der Stickstoffwerke Pies-

teritz in Lutherstadt Wittenberg in Sachsen-Anhalt.

Abbildungen 20 und 21, die Infobox Ammoniakbranche und der nachfolgende Abschnitt zu den Faktoren im Einzelnen ergänzen die obigen Aussagen um tiefere sektorspezifische Details.

In Kapitel 2 wurde ein allgemeiner Ansatz zur Analyse von grüner Industrieverlagerung und beeinflussenden Faktoren vorgestellt, den wir hier unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus Kapitel 3, 4 und 5 auf die Branchen Stahl, Ammoniak und HVCs anwenden und vertiefen. Jedes Unterkapitel stellt eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse für die jeweilige Branche vorweg. Anschließend werden die in Kapitel 2 gelisteten Faktoren für und gegen Verlagerung systematisch diskutiert.

Abbildung 21 Bewertungsschema für Verlagerungsoptionen für Ammoniak, Stickstoffdüngemittel und andere Stickstoffverbindungen basierend auf grünem Wasserstoff
 Quelle: Eigene Darstellung



Gezeigt sind nur die wichtigsten fördernden und verhindernden Faktoren einer grünen Verlagerung, die sich aus branchenübergreifenden Faktoren (s. Kapitel 2) und weiteren branchenspezifischen Faktoren (s. Kapitel 6.2.2) ergeben. Die in der oberen Zeile illustrierten drei konkurrierenden geografischen Verteilungen der Wertschöpfungskette zwischen Deutschland und dem Ausland entsprechen Basisfall/Fall 1 (Links), Fall 2 (Mitte) und Fall 3 (Rechts) aus Abbildung 3.

6.2.2 Die Faktoren im Einzelnen

Die in Kapitel 2 branchenübergreifend diskutierten privatwirtschaftlichen Faktoren, implementierten politischen Instrumente und gesellschaftlichen Ziele werden nachfolgend für die Ammoniakbranchen aufgelistet, sofern sie hier eine Rolle spielen oder es wichtige Abweichungen von den branchenübergreifenden Aussagen gibt.

1. Privatwirtschaftliche Ebene (Unternehmen & Markt)

- ▶ **Marktpreise** in der Ammoniak- und Düngemittelbranche sind aufgrund des großen globalen Wettbewerbs sehr kompetitiv, woraus sich wenig Spielraum dafür ergibt, mit erhöhten Produktionskosten am Markt zu bestehen.
- ▶ **Transport** von Ammoniak zu inländisch gelegenen Standorten ohne Hochseehafen (Piesteritz/Ludwigshafen) wäre zwar technisch möglich (mit Schiffen über Rhein/Elbe, mit Güterzügen auf der Schiene oder mit Lastkraftwagen auf der Straße), könnte jedoch aufgrund von Regulatorik, mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz, fehlender Infrastruktur und/oder hohen Transportkosten scheitern. Wegen seiner toxischen Wirkung auf Mensch und Natur wird Ammoniak als Gefahrgut eingestuft und sein Transport unterliegt deshalb besonders hohen Auflagen. Der inländische Transport in Deutschland und Europa erfolgte deshalb bislang vorwiegend in speziell genehmigten Tankwagen auf der Schiene. Der Aufbau neuer Transportrouten für große Mengen an Ammoniak könnte aufgrund der Toxizität außerdem bei Anwohnerinnen und Anwohnern und in der breiten Bevölkerung auf Ablehnung stoßen. Eine Ammoniak-Pipeline von Piesteritz zur Nordsee (z. B. Brunsbüttel) oder Ostsee (z. B. Rostock), beziehungsweise von Ludwigshafen nach Rotterdam könnte Ammoniak

INFOBOX: AMMONIAKBRANCHE

Ammoniak (NH_3) ist ein Stickstoffträger und somit Grundstoff der Düngemittelindustrie. In Deutschland wurde in den vergangenen Jahren circa 2–3 Mt NH_3 p.a. hergestellt. (Statistisches Bundesamt 2019f) Über 80 % des Ammoniaks wird zu Düngemittel weiterverarbeitet. In Deutschland gibt es vier Ammoniakproduzenten an den Standorten Brunsbüttel, Dormagen/Köln, Ludwigshafen und Piesteritz/Wittenberg (s. Abbildung 20, vgl. Achtelik, Schimmel, und Rhiemeier (2019)).

Außenhandel: Sowohl Deutschland als auch Europa waren vor der Gaspreiskrise größtenteils Selbstversorger hinsichtlich ihres Ammoniak- und Düngemittelbedarfs. Die deutschen Nettoimporte von Ammoniak entsprachen in der Vergangenheit etwa 10 % der heimischen Produktion. Auch auf europäischer Ebene deckten Nettoimporte von Ammoniak 10 % des Verbrauchs im Jahr 2020. (IEA 2022) Seit der Gaskrise wird vermehrt Harnstoff importiert, insbesondere aus Russland. (Zinke 2023)

Graue Wertschöpfungskette: Vereinfacht lässt sich die Erzeugung von Ammoniak in zwei Prozesse unterteilen: 1.) Die Wasserstoffherstellung auf Basis fossiler Energie, z. B. durch Dampfreformierung von Erdgas, sowie 2.) die Haber-Bosch-Synthese, bei dem aus den Eingangsstoffen Wasserstoff und Stickstoff Ammoniak synthetisiert wird. Die Herstellung ist energieintensiv und erfordert hohe Temperatur und Druck.

Grüne Wertschöpfungskette: Der wesentliche Unterschied zur grauen Wertschöpfungskette besteht in der Wasserstoffbereitstellung. Anstelle der erdgasbasierten Dampfreformierung wird grüner Wasserstoff aus Wasserelektrolyse gewonnen. Hierfür sind große Mengen an erneuerbarem Strom erforderlich. Abschließend wird Ammoniak (analog zur grauen Wertschöpfungskette) im Haber-Bosch-Verfahren aus Wasserstoff und Stickstoff hergestellt.

Umrüstung: Eine Beimischung von grünem Wasserstoff in die graue Ammoniakproduktion ist bis zu einem gewissen Anteil möglich (bis zu 15 % bei Dampfreformierung), da die Stickstoffgewinnung an den konventionellen Prozess geknüpft ist. (Hauser u. a. 2021) Darüber hinaus wäre eine Umrüstung eines Produktionsstandortes wahrscheinlich mit einer Neuinvestition vergleichbar, unter anderem da fossilen Energieträgern nicht mehr wie beim konventionellen Betrieb der Anlage den hohen Wärmebedarf des Haber-Bosch-Prozesses bereitstellen können.

zwar effizient und kostengünstig transportieren, der Bau solcher Pipelines könnte jedoch einige Jahre Zeit beanspruchen. Der Transport großer Mengen mittels vieler kleiner Liefermengen über Binnenschiffe oder Lastkraftwagen könnte unpraktikabel und teuer werden. Zudem sind Binnenschiffe für den Transport von Ammoniak (anders als Hochseeschiffe) nicht etabliert. Kesseltransporte per Lastkraftwagen und Schiene unterscheiden sich im Wesentlichen nur in der Unterkonstruktion. Während beides möglich wäre, wäre wahrscheinlich auf-

grund der großen Mengen nur der Transport auf der Schiene praktikabel und kostengünstig. Insgesamt sind die zusätzlichen Kosten für Transport und Speicherung von Ammoniak noch unzureichend untersucht, könnten jedoch substantielle zusätzliche Kosten verursachen (Nayak-Luke u. a. 2021). Diese zusätzlichen Kosten könnten insbesondere in der Düngemittelindustrie den Wechsel zum direkten Import fertiger Düngemittel anreizen, da sich Düngemittel (Harnstoff, Nitratsalze) in der Regel gut transportieren und lagern lassen.

► **Synergieeffekte am Verbundstandort** ergeben sich heute vor allem durch die Dampfreformierung von Erdgas, die am Standort Wärme, Dampf, Stickstoff und Kohlendioxid (CO₂) liefert. Dieses Synergiepotenzial entfällt jedoch weitgehend bei einer Umstellung auf grünen Wasserstoff. Einzig die Nutzung der Abwärme von Haber-Bosch-Synthese und (ggf.) Wasserelektrolyse birgt weiterhin Synergiepotenzial, was jedoch an neuen ausländischen Standorten vergleichbar wäre, da Abwärme zur Aufheizung von Ausgangsstoffen oder zur Generation von Strom zum Betrieb der Anlage benutzt werden kann.

► **Rohstoffverfügbarkeit** umfasst in der Stickstoffindustrie die Verfügbarkeit von CO₂, das für die Erzeugung von Harnstoff benötigt wird. Mit der Abkehr von fossilen Rohstoffen entfällt die Produktion von CO₂ fossilen Ursprungs, welches in konventionellen Prozessen aufgefangen und weiterverarbeitet wird. Zukünftig müssten Anlagen zur Harnstoffsynthese basierend auf grünem Ammoniak ihren Kohlenstoffbedarf aus anderen Quellen decken, wie etwa fossilen Punktquellen (z. B. Kalk-/Zementindustrie), biogenen Quellen (z. B. Papierindustrie, Landwirtschaft), aus der Abfallwirtschaft oder aus DAC. Da der im Harnstoff gebundene Kohlenstoff bei Anwendung als Düngemittel in der Landwirtschaft in die Atmosphäre entweicht und nicht gebunden wird, müsste Kohlenstoff fossilen Ursprungs entlang der Wertschöpfungskette einer CO₂-Bepreisung unterliegen und Kohlenstoff atmosphärischen Ursprungs keinen Kredit für Negativemissionen erhalten. Hieraus entsteht der Anreiz zur Verwendung von entweder bereits bepreistem fossilem CO₂ oder atmosphärischem CO₂, um die Zahlung eines CO₂-Preises auf das entweichende

CO₂ zu vermeiden. Während kurzfristig biogener Kohlenstoff günstig und verfügbar sein könnte, ist es langfristig (aufgrund hoher Kohlenstoffbedarfe für Negativemissionen) wahrscheinlich, dass der Preis für CO₂ als Feedstock aus bepreisten/atmosphärischen Quellen durch die marginalen Kosten gegeben sein werden. Es ist noch weitgehend unklar, ob dieser Preis durch teure CO₂-Quellen wie DAC oder durch günstige biogene Quellen gesetzt sein und wie sich dieser Preis geografisch unterscheiden wird. Jedenfalls gibt es die Möglichkeit, dass sich die Verfügbarkeit und der Preis von atmosphärischem CO₂ regional unterscheiden wird, was einen zusätzlichen Standortfaktor bedeuten kann. Statt Harnstoff kann die Stickstoffindustrie auch Nitratsäure und Nitratsalze herstellen, die kein CO₂ als Ausgangsstoff benötigen und ebenfalls als Düngemittel eingesetzt werden können. Die Substituierbarkeit von Harnstoff durch Nitratsalze ist jedoch auf die Düngemittelindustrie (und weniger auf die stoffliche Nutzung in der Chemieindustrie) beschränkt und auch dort nicht unbegrenzt möglich und potenziell mit negativen Umweltfolgen bei der Nutzung in der Agrarwirtschaft verbunden.

► **Nähe zu Abnehmern** hat Aufgrund der Produkthomogenität von Ammoniak und Düngemitteln und der planbaren Nachfrage eine untergeordnete Bedeutung.

► **Lieferkettensicherheit** ist dank dem absehbar eher üppigen und diversifizierten globalen Angebot für grünes Ammoniak wenig gefährdet (s. Kapitel 5.2), kann sich jedoch aus Unsicherheiten bei dessen Transport im Inland und Zwischenspeicherung am Standort (mangels Infrastruktur und Regulatorik) er-

geben.

► **Erschließung neuer Absatzmärkte:** Die Verlagerung von Ammoniakproduktionsstätten deutscher Produzenten in Renewables-Pull-Länder birgt Potenzial zur Erschließung neuer Absatzmärkte, die sich in geografischer Nähe zur neuen Produktionsstätte befinden. Insbesondere bei Verlagerung in die MENA- beziehungsweise Golfregion können Unternehmen besseren Zugang zu östlichen Handelsrouten gewinnen, z. B. zur Belieferung großer Ammoniakimporteure wie Indien und China. Skaleneffekte durch höhere Produktionsvolumina bieten weiteres Kostensenkungspotenzial. In der Ammoniakbranche werden vergleichsweise frühzeitig grüne Märkte errichtet, die zunächst primär als Form des Wasserstoffexports dienen. In Anbetracht der bereits angekündigten Projektpipeline sollte die Erschließung neuer Märkte mittelfristig bereits vollzogen sein, weshalb die Bewertung des Faktors zeitlich abnimmt. Später könnte mit einem wachsenden Ausbau von Wasserstoff-Pipeline-Netzwerken die Ammoniakverschiffung als Wasserstoffimportroute zum Teil durch Pipeline-Importe ersetzt werden und so an Bedeutung verlieren. Da der Markt für grünes Ammoniak tendenziell auch nach 2040 eher weiterwächst (z. B. durch Nachfrage im maritimen Transportsektor) werden in diesem Übergang jedoch wahrscheinlich keine Überkapazitäten entstehen.

► **Technisches Know-how** spielt in der Ammoniak- und Düngemittelbranche eine untergeordnete Rolle, da es sich um etablierte chemische Prozesse handelt, die schon heute weltweit in zahlreichen Ländern in großskaligen Anlagen betrieben werden. Einzig der Einsatz von innovativen Verfahren, um Stick-

stoffverluste zu reduzieren (z. B. Urease- und Nitrifizierungs-Inhibitoren), könnte womöglich von ausländischen Produzenten nicht ohne Weiteres geleistet werden. Sollte es in naher Zukunft bei elektrochemischen Syntheseverfahren (Soloveichik 2019) zu einem Durchbruch (hinsichtlich Marktreife und Kosten) kommen, könnten Standorte mit besserem Zugang zu dieser Technologie und dem benötigten technischen Know-how im Vorteil sein.

2. Politische Interventionsebene (Instrumente & Regulatorik)

- ▶ **KSVs** in Deutschland wurden mit dem Start des ersten Gebotsverfahrens im März 2024 in die Wege geleitet. Die Förderfähigkeit von Ammoniakprojekten über Klimaschutzverträge (vgl. Kapitel 2.2) wird derzeit vom BMWK geprüft. Durch OPEX-Förderung könnte der Staat die Wettbewerbsfähigkeit ausgewählter grüner Ammoniakprojekte in Deutschland gegen graues Ammoniak über einen Zeitraum von 15 Jahren absichern — jedoch nicht gegen Konkurrenz von ausländischen Projekten mit niedrigeren EE-Strompreisen.
- ▶ **IPCEIs** oder andere projektspezifische Förderung für die Ammoniak- und Düngemittelindustrie sind aktuell nicht vorgesehen.
- ▶ **Förderung von Produktion** im Ausland geschieht derzeit durch Projekte wie H2Global, H2Uppp, die Wasserstoff-Förderrichtlinie oder gezielte Energiepartnerschaften (z. B. mit Australien) (vgl. Kapitel 2.2).
- ▶ **Verstärkte Anreize zur Verlagerung** entstehen derzeit in Ländern, die die Produktion von grünem Ammoniak fördern, um so Länder wie Deutschland oder andere Abnehmer zu beliefern (vgl. Kapitel 5.2).

3. Gesellschaftliche Ebene (Ziele & Abwägung)

- ▶ **Wertschöpfung & Beschäftigung** (vgl. Kapitel 4): Im Jahr 2019 wurden eine Bruttowertschöpfung von 1,5 Milliarden Euro (circa 0,05 % des BIP) und eine Beschäftigung von 11.000 Arbeitsplätzen in der Produktion von Düngemittel und Stickstoffverbindungen verzeichnet. Während Düngemittel (und derzeit noch Ad-Blue) für den direkten Absatz bestimmt sind, wird Ammoniak auch als Ausgangspunkt weiterer chemischer Prozesse in nachgelagerten Wirtschaftszweigen verwendet, deren Bruttowertschöpfung und Beschäftigte potenziell von Abwanderung der Ammoniakbranche indirekt betroffen wären. Die sektorale Aufteilung der in diesem Bericht betrachteten Input-Output-Tabellen macht es jedoch schwierig, den Effekt der Stickstoff- und Düngemittelbranche zu isolieren und konkrete Rückschlüsse auf die nachgelagerten Wirtschaftszweige zu ziehen. Inwieweit nachgelagerte Wirtschaftszweige bei einem Wegfall der Ammoniakindustrie in Deutschland ihren Ammoniakbedarf durch Importe decken könnten, kann ebenfalls nicht mit Gewissheit festgestellt werden. Gegen Folgereaktionen (konkret in der Düngemittelindustrie) spricht, dass Ammoniak schon heute schiffsgebunden importiert wird und dieser Importanteil bereits während der Gaskrise kurzfristig erhöht werden konnte, um hohe Erdgaspreise zu überbrücken (Stiewe, Ruhnau, und Hirth 2022) (vgl. Kapitel 5.1). Außerdem hängen makroökonomische Verluste auch von Neben- und Abfallprodukten an integrierten Standorten ab (s. oben), deren Bedeutung mit der Abkehr von fossilen Energieträgern jedoch ohnehin sinken wird (z. B. CO₂ und Prozesswärme aus Dampfgasreformierung).

- ▶ **Versorgungssicherheit** spielt in der Düngemittelindustrie (zusätzlich zu makroökonomischen Effekten) wegen dessen Rolle in der Produktion von Nahrungsmitteln sicherheitspolitisch eine besondere Bedeutung. Zusätzlich zu diversifizierten Lieferländern und Produktionskapazitäten in sicheren Lieferländern (Friendshoring; z. B. Iberische Halbinsel) könnte Liefersicherheit mittels staatlicher Düngemittelreserven und grauer Produktionskapazitäten auf Abruf im Notfall gewährleistet werden.

- ▶ Die **nationale Energiewende** würde durch den Wegfall des zusätzlichen EE-Strombedarfs erleichtert, der für eine vollständige Transformation der Ammoniakindustrie in Deutschland benötigt würde. Bei einer jährlichen Ammoniakproduktion von circa 3 Mt (Niveau vor der Gaskrise) entstünde ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf in Höhe von 18 TWh, was einem EE-Strombedarf von circa 26 TWh entspricht. Zum Vergleich: im Jahr 2023 wurden in Deutschland 435 TWh Strom erzeugt (davon 254 TWh erneuerbar) (Energy-Charts, o. J.) und laut Langfristszenarien (Fraunhofer ISI u. a. 2024) soll es im Jahr 2045 einen Strombedarf von 766 bis 933 TWh und einen Wasserstoffbedarf von 305 bis 546 TWh geben.

6.3 High-Value Chemicals (HVCs)

6.3.1 Zusammenfassung

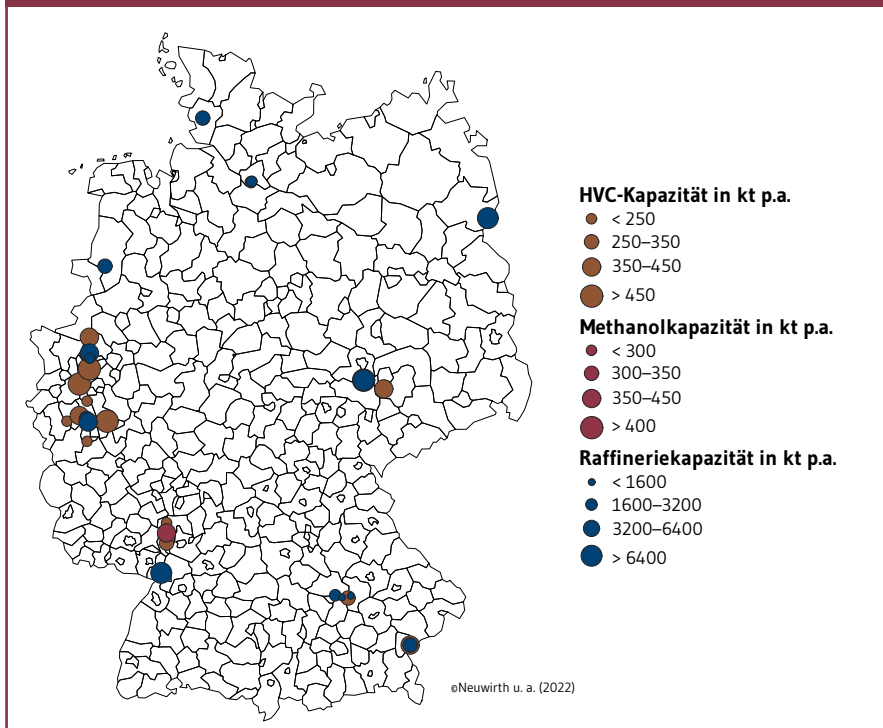
Die abgeleiteten Kostenvorteile für Ethylen von knapp 40 % im Verlagerungsfall (s. Kapitel 3) sind enorm und weisen auf starke Anreize für den Import grüner Kohlenwasserstoffe aus dem EE-reichen Ausland hin. Der Import von Methanol erweist sich als ein „Sweet-Spot“, weil damit Energiekostenvorteile quasi vollständig ausgeschöpft werden können und dieses grüne Importgut als Plattformchemikalie für die Produktion von

Olefinen (Methanol-to-Olefine, MtO) und Aromaten (Methanol-to-Aromatics, MtA) eingesetzt werden könnte. Alternativ könnten im Ausland über die Fischer-Tropsch-Synthese auch eine Vielzahl langkettiger Kohlenwasserstoffe aus Wasserstoff und atmosphärischem CO₂ gewonnen werden, wovon ein Teil als Kerosinersatz im Flugverkehr und ein anderer Teil als grünes Naphtha in deutschen Steam-Crackern eingesetzt wird.

HVCs werden überwiegend zur Produktion von Kunststoffen eingesetzt. Neben der in Kapitel 3 angenommenen Produktionsroute, die das benötigte CO₂ über Direct Air Capture (DAC) der Atmosphäre entnimmt, gibt es noch andere Optionen, Kunststoffe in einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf zu führen. Kunststoffabfälle könnten durch mechanisches Recycling, chemisches Recycling (Solvolyse, Pyrolyse, Gasifizierung) oder Verbrennung mit CCU in Ausgangsstoffe für neue Kunststoffe zurückgeführt werden. Alternativ könnte das benötigte CO₂ aus biogenen Kohlenstoffquellen stammen, die zwar deutlich günstiger als die aus DAC, aber nur in begrenzten Mengen nachhaltig verfügbar sind. Letztlich könnten fossile Kunststoffe⁷ auch mittels CCS an der Abfallverbrennung nahezu klimaneutral werden. All diese Ansätze erscheinen plausibel und werden wahrscheinlich zu unterschiedlichem Grad Teil der Lösung sein.

Produktionsrouten basierend auf DAC (s. Kapitel 3), CCU an der Abfallverbrennung oder CCU an biogenen Quellen beginnen die chemische Synthese mit CO₂, was sehr energieintensiv ist und den Einsatz von großen Mengen an grünem Wasserstoff voraussetzt. Nicht nur die spezifischen Energiebedarfe, sondern auch die insgesamt benötigten Energiemengen sind gewaltig: bei einer klimaneutralen Transformation der deutschen Chemieindustrie auf diese Weise würden laut einer Studie des VCI 214 bis 283 TWh p.a. Wasserstoff benötigt. Ein Vergleich dieser Zahlen mit der gesamtdeutschen Wasserstoffnachfrage von 305 bis 546 TWh p.a. laut Langfristszenarien (Fraunhofer ISI u. a. 2024) zeigt das Ausmaß dieses Bedarfs. Theoretisch schaffen diese Energiebedarfe starke Anreize zur Verlagerung in all diesen Rou-

Abbildung 22: Aktuelle Standorte der deutschen Grundstoffchemie (Raffinerien, Methanol, HVCs). Quelle: Neuwirth u. a. (2022)



ten. In der Praxis bieten sich die CCU-Routen nur dann zur Verlagerung an, wenn entsprechende Kohlenstoffquellen im Ausland vorliegen (z. B. Transport von Kunststoffabfälle für die Verbrennung oder nachhaltige biogene Kohlenstoffquellen).

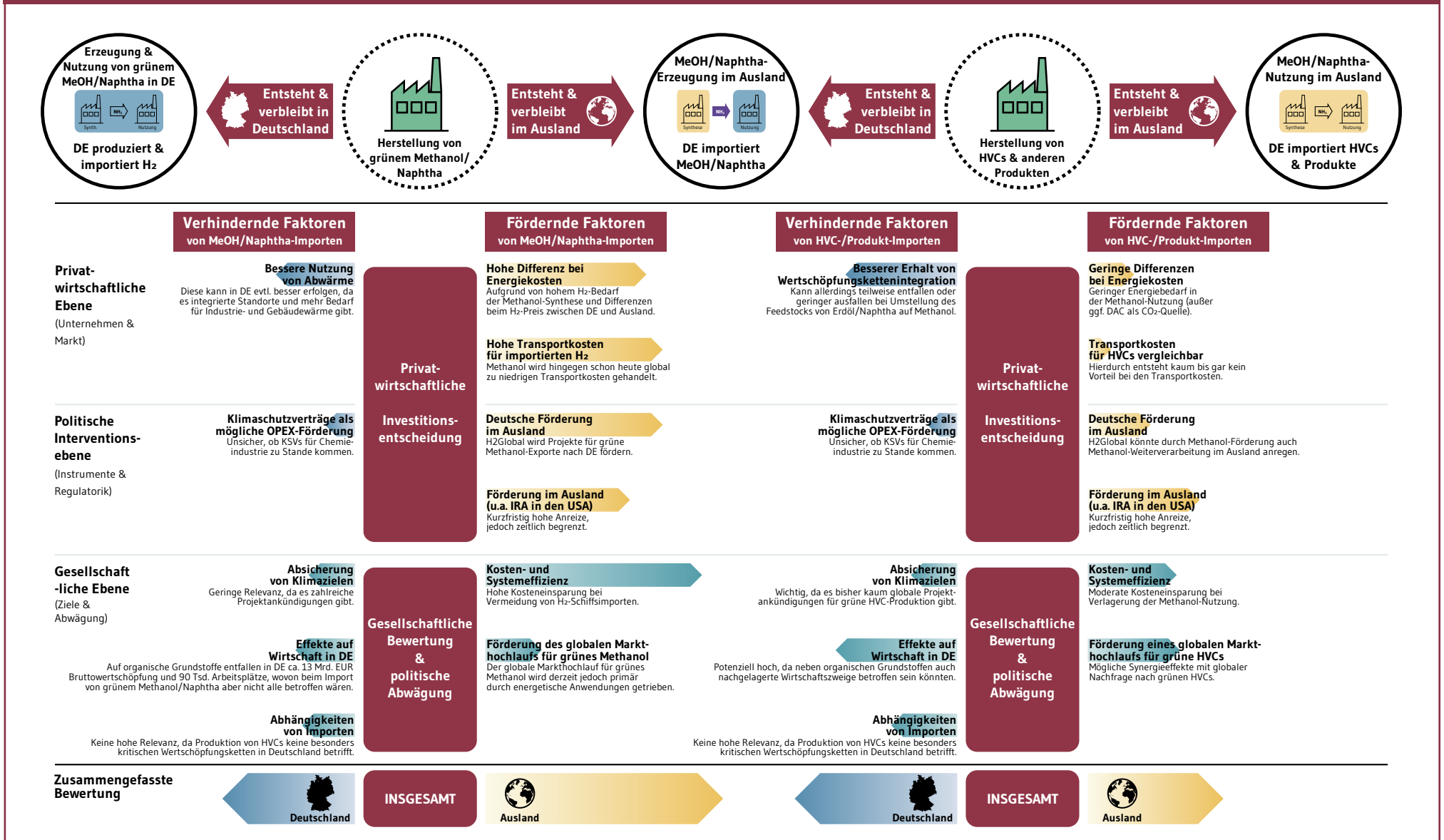
Eine Chance für den Verbleib der Kunststoffindustrie in EE-armen Ländern wie Deutschland könnte der Fokus auf weniger energieintensive Recycling-Routen und die Weiterverarbeitung von importiertem Methanol sein. Für einen umfassenden Einsatz dieser Routen müssen jedoch noch einige Herausforderungen überwunden werden. Mechanisches Recycling weist zwar eine hohe Energieeffizienz auf, eignet sich jedoch nur für sehr sortenreine Abfälle, erzeugt in der Regel Produkte mit niedrigerer Materialqualität und trägt zu Umweltverschmutzung durch Mikroplastik bei (Suzuki u. a. 2024). Verfahren für chemisches Recycling sind insgesamt noch wenig ausge-reift. Die Depolymerisation (die chemische Rückgewinnung der Monomere) kann zudem nur auf bestimmte Materialien angewendet werden (z. B. Recycling von Polyurethanen in Matratzen (Brunn 2021)). Durch Gasifizierung oder Pyrolyse können Synthesegas, beziehungsweise Pyrolyseöle (z. B. Naphtha) als Sekundärstoffe gewonnen werden, aus denen

Kunststoffe hergestellt werden können, die gleiche Qualitäten wie auf fossilen Rohstoffen basierende Kunststoffe aufweisen. Diese Verfahren sind jedoch mit größerem Energieaufwand verbunden — jedoch bei Weitem immer noch geringer als die oben beschriebenen CCU-Route.

Die Rolle von Integrations- und Synergieeffekten an bestehenden Verbundstandorten der chemischen Industrie müssen noch besser verstanden werden. Es ist ungewiss, wie sehr sich diese Verflechtungen durch die Abkehr von fossilen Rohstoffen und Energieträgern und durch das Aufkommen neuer Sekundärstoffe auf Basis von Recycling, Biomasse und indirekter Elektrifizierung verändern werden. Integrations- und Synergieeffekte könnten zusätzliche Faktoren für den Fortbestand bestimmter Anlagen darstellen, könnte jedoch im Falle von Schließungen bestehender Anlagen auch starke Auswirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung in nachgelagerten Produktionsschritten haben.

Abbildungen 22 und 23, die Infobox High-Value-Chemicals und der nachfolgende Abschnitt zu den Faktoren im Einzelnen ergänzen die obigen Aussagen um tiefere sektorspezifische Details.

Abbildung 23: Bewertungsschema für Verlagerungsoptionen für grüne High-Value-Chemicals (HVCs)
 Quelle: Eigene Darstellung



Gezeigt sind nur die wichtigsten fördernden und verhindernden Faktoren einer grünen Verlagerung, die sich aus branchenübergreifenden Faktoren (s. Kapitel 2) und weiteren branchenspezifischen Faktoren (s. Kapitel 6.3.2) ergeben. Die in der oberen Zeile illustrierten drei konkurrierenden geografischen Verteilungen der Wertschöpfungskette zwischen Deutschland und dem Ausland entsprechen Basisfall/Fall 1 (Links), Fall 2 (Mitte) und Fall 3 (Rechts) aus Abbildung 3.

Die in Kapitel 2 branchenübergreifend diskutierten privatwirtschaftlichen Faktoren, implementierten politischen Instrumente und gesellschaftlichen Ziele werden nachfolgend für die HVCs aufgelistet, sofern sie hier eine Rolle spielen oder es wichtige Abweichungen von den branchenübergreifenden Aussagen gibt.

1. Privatwirtschaftliche Ebene (Unternehmen & Markt)

- ▶ **Marktpreise** von Chemieprodukten variieren stark zwischen Produkttypen. Die „Commodities“, zu denen die meisten HVCs (vor allem Olefine und die meisten Aromaten) zählen, werden in großen Mengen (einige Mt p.a. in Deutschland) hergestellt. Typischerweise haben diese Commodities niedrige Produktpreise, die ähnlich wie in anderen Grundstoffmärkten geringe Margen gegenüber den Produktionskosten aufweisen. Die Marktpreise jener Commodities unterliegen jedoch auch Schwankungen (Business Analytq, o. J.) und so kann sich (z. B. getrieben durch Anstrengungen bei der Dekarbonisierung oder einer sich erholende Weltwirtschaft) ein höherer Marktpreis einstellen, sodass deutsche Hersteller mit höheren Energiepreisen langfristig Bestand haben könnte. Da mittelfristig jedoch mit hohen Produktionskapazitäten in China zu rechnen ist und da die chinesische Produktion anders als die deutsche schon heute mit (derzeit noch grauem) Methanol statt Naphtha als Ausgangsstoff produziert, scheinen Kapazitätsengpässe eher unwahrscheinlich. Andere Spezialchemikalien werden nur in kleinsten Mengen (wenige kt p.a. in Deutschland) produziert, aber zu hohen Preisen abgesetzt (vgl. Kapitel 4 und vgl. VCI (2022a)). Während die Produktion von Commodities mit hohen Strombedarfen einem starken Anreiz zur Verlagerung ins EE-reiche Ausland ausge-

INFOBOX: HIGH-VALUE-CHEMICALS

High-Value-Chemicals (HVCs) sind Grundchemikalien, die als Ausgangsstoffe für eine Vielzahl von Produkten der chemischen Industrie dienen und insbesondere für die Erzeugung von Polymeren, beziehungsweise Kunststoffen in großen Mengen genutzt werden. Zu den HVCs zählen unter anderem Ethylen und Propylen (sog. Olefine) und Benzol, Toluol und Xylol (sog. Aromaten). Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 5,2 Mt Ethylen produziert. (Statistisches Bundesamt 2019f) Es gibt bundesweit 13 Dampfspaltungsanlagen, die aktuell für die Produktion von grauen HVCs genutzt werden (s. Abbildung 22, vgl. Achtelik, Schimmel und Rhiemeier 2019).

Außenhandel: Deutschland deckt den Großteil seines Ethylen-Bedarfs durch eigene Produktionskapazitäten ab. Im Jahr 2022 wurde Ethylen im Wert von 277 Millionen US-Dollar exportiert und 492 Millionen US-Dollar importiert. (OEC, o. J.) Bei einem Preis von 1.000 USD/Tonne (Statista, o. J.) entspricht dies einem Netto-Importvolumen von 0,18 Mt, also 3,5 % der nationalen Produktion.

Graue Wertschöpfungskette: Die Herstellung erfolgt über das Dampfspaltungsverfahren (engl. steam cracking). Bei diesem thermischen Verfahren werden langkettige zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen mit Hilfe von Wasserdampf bei hohen Temperaturen (750–900 °C) gespalten. Hauptrohstoff für die Dampfspaltung ist Naphtha (Rohbenzin). Beim Prozess entstehen diverse chemische Stoffe (Ethylen, Propylen, etc.), die im Nachgang separiert werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Grüne Wertschöpfungskette: (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; IRENA und Methanol Institute 2021; Agora Energiewende 2024; Gogate 2019) Für die nachhaltige Produktion von HVCs kommen die Grüne-Methanol-Route, die Grüne-Naphtha-Route sowie elektrochemische Prozesse in Frage, wobei letztere einen niedrigen Technologie-Reifegrad (engl. technology readiness level; TRL) aufweisen. Während solche Prozesse schon heute auf Basis von fossilen Rohstoffen betrieben werden (Synthesegas aus der Vergasung von Kohle oder der Dampfreformierung von Erdgas), müssen diese Prozesse zum Erreichen der Klimaneutralität auf Basis von emissionsarmem (in der Regel grünem) Wasserstoff und nachhaltigen CO₂-Quellen (entweder im Kreislauf geführter Kohlenstoff aus Kunststoffabfällen oder aus nicht-fossilen Quellen wie Biomasse oder direkte Luftabscheidung) erfolgen. Außerdem ist das Verfahren zur Methanol-Synthese bislang nur auf Basis von H₂ und CO (Wasserstoff und Kohlenmonoxid) mit einem geringen Anteil an CO₂ ausgereift, wohingegen Verfahren auf Basis von nur H₂ und CO₂ noch nicht ganz ausgereift sind (es wird zusätzlich eine Wassergas-Shift-Reaktion oder eine elektrochemische Reduktion von CO₂ benötigt). Bei der Grüne-Methanol-Route werden Olefine und Aromaten über Methanol-to-Olefins/Aromats (MtO/MtA) Prozesse aus Methanol gewonnen, das wiederum in einem Reaktor unter hohem Druck und unter Einsatz eines Katalysators aus Wasserstoff und Kohlendioxid gewonnen wird. Bei der Grüne-Naphtha-Route wird grünes Naphtha über die Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen, die Wasserstoff und Kohlendioxid zu langkettigen Kohlenwasserstoffen kombiniert. Diese entstehenden Produkte lassen sich in unterschiedliche Fraktionen auftrennen, von denen einige als Kraftstoffe und andere als Ersatzstoff zu grauem Naphtha verwendet werden können. Die restliche Weiterverarbeitung von Naphtha im Dampfspaltungsverfahren erfolgt dann gleich wie bei der konventionellen Route. Die Grüne-Methanol-Route ist weniger ausgereift bei der Erzeugung von Aromaten und würde keine Weiterverwendung bestehender Dampfspaltanlagen ermöglichen. Die Grüne-Naphtha-Route hingegen ist im Allgemeinen weniger energieeffizient und die Fischer-Tropsch-Synthese ist wenig selektiv und koproduziert stets eine gewisse Menge an flüssigen Kraftstoffen. In diesem Bericht fokussieren wir uns auf die Grüne-Methanol-Route und dabei vor allem auf die Erzeugung von Olefinen (und vernachlässigen vorerst Aromaten).

setzt sein wird, sollten bei hochpreisigen Spezialchemikalien andere Standortfaktoren eine größere Rolle spielen. Noch unklar ist die Wechselwirkung zwischen diesen zwei (nicht ganz klar trennbaren) Produktgruppen vor dem Hintergrund starker Wertschöpfungskettenintegration an chemischen Verbundstandorten. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass der rentable Betrieb chemischer Anlagen in Deutschland trotz hoher Kosten für EE-Strom und grünen Wasserstoff aufgrund einzelner hochwertiger Nebenprodukte und der daraus entstehenden Bruttowertschöpfung erhalten bleiben kann. Herausfordernd bei der Klärung dieser Unsicherheit ist der hohe Komplexitätsgrad chemischer Wertschöpfungsketten, die betriebliche Geheimhaltung sowie Ungewissheit bezüglich des Fortbestands von Nebenprodukten beim Wechsel von Energieträgern, Rohstoffen und Prozessen.

- ▶ **Synergieeffekte am Verbundstandort** sind bei den hochgradig integrierten Wertschöpfungsketten der organischen Chemie von zentraler Bedeutung. Durch intensive Verflechtungen können erhebliche Effizienzgewinne erzielt und eine große Bandbreite an hochpreisigen Zwischen- und Nebenprodukten erzeugt werden. Diese Integrationseffekte können einerseits der Verlagerung mancher energieintensiver Wertschöpfungsschritte entgegenwirken und andererseits im Falle einer teilweisen Abwanderung Anlass für Folgeabwanderungen integrierter und nachgelagerter Prozesse sein. Manche der bestehenden Synergieeffekte werden sich mit der Abkehr von fossilen Rohstoffen und Energieträgern und durch das Aufkommen neuer Sekundärstoffe auf Basis von Recycling, Biomasse und indirekter Elektri-

fizierung verändern. Aufgrund der hohen Komplexität und beschränkten Produktselektivität von MtO- und MtA-Prozessen und mit grünem Naphtha betriebenen Steam-Crackern werden jedoch wahrscheinlich auch zukünftig Nebenprodukte anfallen, die der Startpunkt nachgelagerter integrierter Wertschöpfungsketten sein können. Die starken Synergieeffekte in der Branche bleiben daher auch nach der Transformation erhalten. Die Bewertung dieses Effekts erfordert jedoch eine genaue Betrachtung einzelner Standorte.

- ▶ **Nähe zu Abnehmern** ist bei der Produktion von HVCs vorteilhaft, um schnell auf sich ändernde Nachfragen zwischen Produktgruppen reagieren zu können. Gleichzeitig handelt es sich bei einem Großteil der HVCs um sehr reine und homogene Stoffe mit wenig Qualitätsunterschieden oder benutzerspezifischen Anforderungen, so dass sich insgesamt eine eher untergeordnete Relevanz dieses Faktors ergibt. Das ändert sich teils bei der Betrachtung nachgelagerter Produkte (z. B. Kunststoffgranulate), wo es mehr Heterogenität gibt (deren Transportierbarkeit und Lagerfähigkeit jedoch gleichzeitig auch höher ausfällt).
- ▶ **Lieferkettensicherheit** spielt bei HVCs eine große Rolle. Eine großskalige Zwischenspeicherung der (meist gasförmigen) HVCs ist aufwändig und in dem derzeitigen europäischen Pipeline-Netzwerk aus Raffinerien, Crackern und Weiterverarbeitung nicht vorgesehen. Methanol kann hingegen leicht zwischengelagert und auf Vorrat gehalten werden, wofür existierende große Tanklager (die derzeit zur Speicherung von petrochemischen Rohstoffen und Produkten verwendet werden) wahrscheinlich ohne große Um-

rüstung nutzbar gemacht werden könnten. Lieferkettenunterbrechungen der Importe per Schiff könnten transportroutenbedingt (beispielsweise Suezkanal) oder bei der Anlandung und beim Weitertransport in Deutschland (z. B. Hafestreiks) entstehen, aber fallen nicht maßgeblich größer aus als beim derzeitigen Import von Erdöl — insbesondere, wenn man während der Transformation eine Flexibilität zur Substitution grüner Importe mit fossilen Rohstoffen oder Produkten erlaubt. Insgesamt wäre eine größere Sicherheit gegeben, wenn ein versatiles Vorprodukt wie Methanol importiert würde, statt einzelne nachgelagerte Produkte wie HVCs.

- ▶ **Rohstoffverfügbarkeit** umfasst bei der organischen Chemie die Verfügbarkeit nachhaltiger Kohlenstoffquellen. DAC könnte an jedem Ort auf der Welt betrieben werden und die Kosten werden langfristig maßgeblich durch die dort vorherrschenden Preise für erneuerbaren Strom und Wärme bestimmt sein. Die nachhaltige Verfügbarkeit biogener Kohlenstoffquellen wird hingegen geografisch stark variieren und zudem vom Kohlenstoffbedarf der dort angestrebten Negativemissionen und verfügbaren Potenziale für Kohlenstoffsequestrierung abhängen.
- ▶ **Erschließung neuer Absatzmärkte:** Eine Verlagerung hin zu Renewables-Pull-Ländern kann ein hohes Potenzial zur Erschließung neuer Absatzmärkte mit sich bringen z. B. in Asien oder Nordamerika. Aufgrund der zeitlich versetzten Transformation der Branche wird dieser Faktor auch langfristig ein Argument für eine Verlagerung darstellen.
- ▶ **Technisches Know-how** ist insbesondere beim Wechsel von grauen zu grünen Produktions-

routen erforderlich. Eine hohe Energie- und Rohstoffeffizienz sowie starke Wertschöpfungskettenintegration können ausschlaggebende Wettbewerbsvorteile erzielen, was jedoch spezialisiertes Know-how erfordert. Insbesondere beim Einsatz von weniger etablierten Verfahren, wie zum Beispiel dem chemischen Recycling, könnte tiefgründiges technisches Verständnis ein Erfordernis sein und somit einen Standortvorteil für Deutschland bedeuten.

2. Politische Interventionsebene (Instrumente & Regulatorik)

- ▶ **KSVs** werden kurz- bis mittelfristig wahrscheinlich kein treibender Faktor für grüne HVC-Projekte in Deutschland sein, da die Vermeidungskosten deutlich höher ausfallen als in anderen Industriebranchen und da dieses Instrument ein starkes Gewicht auf Fördereffizienz legt. Insofern ist zu erwarten, dass die wasserstoffbasierte Grundstoffchemie Schwierigkeiten haben wird, Zugang zu diesen Fördermitteln zu erhalten.
- ▶ **IPCEIs** fördern aktuell den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft im Allgemeinen (vor allem auf der Angebotsseite), jedoch bislang nicht die konkrete Nutzung in der Chemieindustrie.
- ▶ **Förderung im Ausland** durch Projekte wie H2Global, H2Uppp usw. fördern ganz konkret die ausländische Produktion von Methanol und dessen Import nach Deutschland.

3. Gesellschaftliche Ebene (Ziele & Abwägung)

- ▶ **Wertschöpfung & Beschäftigung** (vgl. Kapitel 4): Im Jahr 2019 wurden eine Bruttowertschöpfung von 13,1 Milliarden Euro (circa 0,42 % des BIP) und eine Beschäftigung von 92.000 Arbeitsplätzen in der Herstellung sonstiger organi-

scher Grundstoffe u. Chemikalien verzeichnet. Der VCI (2022a) schätzt die Zahl der Beschäftigten in der organischen Grundstoffchemie im Jahr 2022 auf 115.000 Beschäftigte und die Bruttowertschöpfung der chemischen Erzeugnisse auf 41 Milliarden Euro (circa 1 % des deutschen BIP), wobei circa ein Viertel auf organische Grundstoffe (zu denen auch Ammoniak und HVCs zählen) entfällt. Zudem hat die Produktion in der Chemiebranche einen ähnlich starken Effekt auf nachgelagerte Wirtschaftsbranchen wie Stahl. Prognos (2016) errechnete im Jahr 2016 für elf größere Länder der EU sowie für Japan, USA und Russland einen durchschnittlichen Produktionsmultiplikator von 2,3 in der Chemiebranche, etwa 0,15 Prozentpunkte geringer als der durchschnittliche Produktionsmultiplikator in der Stahl- und Metallerzeugung.

- ▶ **Versorgungssicherheit** spielt in der organischen Chemie (zusätzlich zu makroökonomischen Effekten) wegen der sicherheitspolitischen Bedeutung als Zulieferer der pharmazeutischen Industrien eine besondere Rolle. Da die dort nachgefragten Mengen an chemischen Grundstoffen jedoch im Vergleich zur Kunststoffindustrie sehr klein ausfallen, kann die Relevanz dieses Faktors als eher gering bewertet werden.
- ▶ Die **nationale Energiewende** würde durch den Wegfall des zusätzlichen Bedarfs nach Wasserstoff und EE-Strom erleichtert, der für eine inländische Transformation der organischen Chemie in Deutschland benötigt würde. In einer Studie von VCI und VDI (2023) wird bei einer vollständigen Transformation der deutschen Chemieindustrie je nach Szenario mit einem jährlichen Wasserstoffbedarf in Höhe von 184 bis

283 TWh und einem Strombedarf (inkl. Bedarf der Elektrolyse) in Höhe von 325 bis 508 TWh gerechnet. Zum Vergleich: im Jahr 2023 wurden in Deutschland 435 TWh Strom erzeugt (davon 254 TWh erneuerbar) (Energy-Charts, o. J.) und laut Langfristszenarien Fraunhofer ISI u. a. 2024 soll es im Jahr 2045 einen Strombedarf von 766 bis 933 TWh und einen Wasserstoffbedarf von 305 bis 546 TWh geben.

7. ZUSAMMENFASSUNG, DISKUSSION UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

- 1. Deutschland hat höhere Produktionskosten für grünen Strom, grünen Wasserstoff und wasserstoffbasierte industrielle Grundstoffe im Vergleich zu Ländern mit besseren Potenzialen für Erneuerbare Energien. Diese Energiekostennachteile werden sich in Deutschland und weltweit schrittweise in Anreize für eine teilweise Verlagerung von besonders energieintensiven Produktionsschritten ins Ausland übersetzen (sog. Renewables Pull).** Der Import der in Kapitel 3 untersuchten grünen Grundstoffe (Flachstahl, Harnstoff, Ethylen) kann um etwa 18 bis 38 % günstiger sein als die heimische Produktion in Deutschland. Glücklicherweise können diese Kostennachteile Deutschlands größtenteils ausgeglichen werden, indem energieintensive Vorprodukte (DRI, Ammoniak, Methanol) von zukünftig liquiden grünen Weltmärkten an deutsche Industriestandorte importiert werden, sodass die bestehenden Wertschöpfungsketten in nachgelagerter (Downstream-)Produktion erhalten bleiben könnten. Dafür müsste die deutsche Importstrategie, die aktuell einen Fokus auf Wasserstoffimporte legt, in Richtung dieser industriellen Vorprodukte erweitert werden. Analog könnten dann die Instrumente der Industrietransformation in Deutschland um die Option des Imports industrieller Vorprodukte und mit anschließender Weiterverarbeitung an deutschen Industriestandorten erweitert werden.
- 2. Die Transformation und der langfristige Erhalt der Stahl- und Chemieindustrie in Deutschland auf Basis von Wasserstoffimporten per Schiff wird sehr teuer und erscheint zunehmend unplausibel.** Die Abschätzungen in Kapitel 3 zeigen, dass die Produktionskosten von Grundstoffen auf Basis von Wasserstoffimporten per Schiff nahezu so hoch sind wie die auf Basis von heimischer Wasserstoffproduktion. Zu ähnlichen Schlüssen beim Vergleich von Import versus heimische Produktion von Wasserstoff kommen auch Studien von Aurora Energy Research (Hewitt 2021), Agora Industrie (2023a) und der TU Berlin (Neumann, Hampp und Brown 2024). Die aktuelle Strategie der Bundesregierung verfolgt jedoch teilweise den Ansatz der Wasserstoffimporte, indem sie beispielsweise den Bau und Betrieb grüner Industrieanlagen (z. B. Direktreduktion) in Deutschland und den schiffsgebundenen Import von Wasserstoff (inkl. Cracking von Energieträgern wie Ammoniak) und ein Wasserstoffkernnetz zur Hafenanbindung fördert. Kurzfristig könnten dadurch bestehende Produktionsstrukturen an Standorten der Erzeugung von Stahl und Grundchemikalien vollständig erhalten bleiben. Langfristig droht mit dieser Strategie jedoch

mangelnde Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Konkurrenz auf globalen Märkten, was dann entweder zu Verlagerungen und Stranded Assets führt oder dauerhafte Subventionen erfordert (schätzungsweise 5 bis 15 Milliarden Euro jedes Jahr für Stahl, Harnstoff und Ethylen; s. Kapitel 3). Durch Wasserstoffimporte per Pipeline könnten teure Wasserstoffimporte per Schiff vermieden werden. Jedoch ist es angesichts des vorerst geplatzten Pipeline-Baus aus Norwegen (Reuters 2024) und des langsamen Fortschritts beim Pipeline-Ausbau aus Spanien und Nordafrika (Agora Energiewende, Agora Industrie, und Guidehouse 2024) sehr ungewiss, bis wann mit substantiellen Importmengen beim Pipeline-Import zu rechnen ist. Ein Szenario, das alle heutigen Produktionsstandorte mit grünen Energieimporten versorgt, schätzen wir daher zunehmend als sehr herausfordernd und unrealistisch ein.

3. Der Import grüner Vorprodukte (DRI, Ammoniak, Methanol) kann Kosten effizient reduzieren und gleichzeitig bestehende Produktionsstandorte und Wertschöpfungsketten größtenteils erhalten. Statt also Wasserstoff zu importieren und damit in Deutschland die genannten Vorprodukte herzustellen, könnten diese ersten Produktionsschritte im Ausland stattfinden, wo grüner Wasserstoff kostengünstig erzeugt werden kann. Dadurch entfallen die hohen Transportkosten von Wasserstoff, da DRI, Ammoniak und Methanol deutlich einfacher transportiert werden können und schon heute global gehandelt werden (auf fossiler Basis). Globalen Handel von grünem Ammoniak erwarten wir auf Basis von Projektankündigungen bereits für 2030, während die globalen Märkte für grünes DRI und Methanol wahrscheinlich erst Mitte der 2030er folgen. Gerade deshalb könnte es sinnvoll sein, die bereits zugesagten deutschen IPCEI-Projekte für den anfänglichen Markthochlauf von grünem Stahl zu nutzen und später die heimische grüne DRI-Produktion durch Importe zu erwei-

tern und/oder zu substituieren. Der Import grüner Vorprodukte könnte außerdem den Knappheitsdruck auf EE-Strom und grünen Wasserstoff in Deutschland senken und auf diese Weise die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschland stärken. Bestehende nachgelagerte Produktionsschritte (vor allem Stahl und Düngemittel, teilweise chemische Erzeugnisse und Kunststoffe) könnten somit auf Basis importierter Vorprodukte größtenteils in Deutschland bestehen bleiben. Das sichert in Deutschland den größten Teil der zukünftigen grünen Wertschöpfung, die in den nachgelagerten Prozessschritten sowie der Weiterverarbeitung in anderen Wirtschaftszweigen generiert wird, wo Energiekosten eine deutlich geringere Rolle spielen.

4. „Weiche“ Faktoren sind schwer zu quantifizieren, wirken jedoch grundsätzlich den Energiekostennachteilen entgegen. Zu diesen weichen Faktoren zählen insbesondere die Synergieeffekte an integrierten Produktionsstandorten (vor allem bei der Kohlenstoffchemie) sowie etablierte enge Abnehmerbeziehungen und eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Lieferkettensicherheit durch lokale Produktion in Deutschland. Ob solche Faktoren jedoch ausreichen, um den hohen Energiekostenvorteil ausländischer Standorte vollständig auszugleichen und eine Verlagerung energieintensiver Produktion zu verhindern, kann in diesem Bericht nicht abschließend beantwortet werden, weil diese Faktoren aufgrund großer Unsicherheiten, einer unzureichenden Datengrundlage und standortspezifischer Heterogenität schwer zu quantifizieren sind. Aus der Reaktion der energieintensiven Industrie auf die Erdgaskrise (Schließungen und Drosselungen in Folge eines kurzzeitig sehr hohen Gaspreises und dessen anschließenden Verbleib auf einem höheren Niveau als vor der Krise; siehe Kapitel 5 für Übersicht der Ankündigungen) kann jedoch geschlossen werden, dass zumindest Teile der energieintensiven Industrie tatsäch-

lich von Abwanderung aufgrund hoher Energiepreise gefährdet sind und dass weiche Faktoren allein in diesen Fällen keinen ausreichenden Schutz darstellen. Es wird aber wahrscheinlich Unterschiede bezüglich der Wertschöpfungstiefe und Branchen geben. Beim Ammoniak zeichnet sich anhand von Ankündigungen aus der Vergangenheit und der Analyse der Wertschöpfungskette am deutlichsten ab, dass weiche Faktoren unzureichend sind, um dem hohen Kostendruck für direkte Ammoniakimporte entgegenzuwirken, wohingegen dies in der Stahlerzeugung und Kohlenstoffchemie noch unklar ist.

5. Die „weichen“ Faktoren könnten den Import von Vorprodukten stabilisieren und Kaskadeneffekte hin zu einer tieferen Verlagerung potenziell verhindern. In öffentlichen Debatten wird manchmal vor Kaskadeneffekten gewarnt, also davor, dass statt des Imports von Vorprodukten auch weitere Produktionsschritte verlagert werden oder gar ganze Industriezweige abwandern könnten. Exportländer und Unternehmen, die zunächst nur grüne Vorprodukte bereitstellen, könnten langfristig eine höhere Wertschöpfungstiefe beabsichtigen und somit in Richtung einer Verlagerung nachgelagerter Produktionsschritte (z. B. Stahlerzeugung, Düngemittelproduktion oder Kunststoffherstellung) wirken. Gegen dieses Risiko spricht, dass nur im ersten Verlagerungsschritt (hin zum Import von Vorprodukten) die Energiekostenvorteile besonders hoch ausfallen und andere Faktoren gegen Verlagerung (aufgrund von Homogenität und geringer produktspezifischer Anforderungen bei den Vorprodukten) eine geringe Relevanz haben. Im zweiten Verlagerungsschritt hingegen (hin zum Import von industriellen Grundstoffen) würden die Energiekostenvorteile durch das Vermeiden hoher Transportkosten für Wasserstoff bereits größtenteils ausgeglichen, sodass vor allem weiche Standortfaktoren verblieben, die einer Verlagerung entgegenwirken

würden (wie z. B. Produktionsintegration, bestehende enge Abnehmerbeziehungen, vorhandene Infrastruktur, vorhandenes technisches Know-how usw.). Diese weichen Faktoren konnten hier jedoch nicht hinreichend quantifiziert werden und bedürfen weiterer Untersuchungen. Das Risiko könnte weiter reduziert werden, indem die Spezialisierung auf die nachgelagerten Wertschöpfungsschritte und die Etablierung auf grünen Produktmärkten frühzeitig von Unternehmen und Staat strategisch verfolgt werden. Ein zielgerichteter und kontrollierter Strukturwandel, der auf den Import grüner Vorprodukte und den Erhalt nachgelagerter Produktionsschritte abzielt, könnte den Verlust von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung weitgehend verhindern und die Wettbewerbsfähigkeit und Produktivität der deutschen Industrie erhöhen. Zukünftige Forschung sollte versuchen, die Robustheit einer solchen Strategie und die verbleibenden Risiken einer tiefergehenden Verlagerung besser zu verstehen. Darauf aufbauend können politische Instrumente entwickelt werden, die den Import von Vorprodukten und die Weiterverarbeitung in Deutschland absichern.

6. Importabhängigkeiten und geopolitische Implikationen sollten für jedes gehandelte Gut individuell evaluiert werden, werden jedoch beim Import von Vorprodukten eine untergeordnete Rolle spielen.

Geopolitische Abhängigkeiten durch den Import energieintensiver Grundstoffe wären besonders bei Stahl und Düngemitteln risikoreich, da zum Beispiel die Versorgung mit Rüstungsgütern und Nahrungsmitteln davon abhängt. Unabhängig von besonders kritischen Gütern könnte der wirtschaftspolitische Druck aufgrund von Importabhängigkeiten geopolitische Interessenskonflikte für Deutschland erzeugen. Allerdings werden die Abhängigkeiten von grünen Importen erst langfristig (2040) wirklich relevant, wenn graue Produktionskapazitäten in Europa und am Weltmarkt als Er-

satz immer weniger zur Verfügung stehen werden. Während des frühen Markthochlaufs könnte auch graue Produktionskapazität in Deutschland und Europa für den Notfall einsatzbereit gehalten werden (mittels staatlicher Förderung; ähnlich wie bei Kapazitätsreserven im Stromsystem gemäß Energiewirtschaftsgesetz), um etwaige temporäre Engpässe bei grünen Importen auszugleichen. Die Produktion von Düngemittel ist ein (z. B. im Vergleich zur Herstellung von Stahl, Batterien oder Computer-Chips) einfaches Verfahren und könnte im Notfall schnell wieder aufgebaut werden (insbesondere, wenn graue Kapazität als Reserve vorgehalten wird). Globale Ankündigungen auf weltweiten Grundstoffmärkten deuten darauf hin, dass es 2030 bis 2040 ein ausreichend diverses Angebot an grünen Vorprodukten geben wird. Anders als bei russischem Erdgas würde es sich hier nicht um Importe per Pipeline, sondern per Schiff handeln, und grüne Vorprodukte sind sehr homogene Güter, die im Falle eines Ausfalls einer Importoption leichter substituiert werden könnten. Zudem sind die Potenziale für grüne Energieträger global viel breiter verteilt, als das bei fossilen Ressourcen der Fall ist. Importabhängigkeiten könnten weiter minimiert werden durch Anreize für Unternehmen zur Diversifizierung ihrer Nachfrage, durch den Aufbau vieler Partnerschaften, durch Friendshoring (also der Verlagerung ins nahe europäische Ausland, beispielsweise DRI aus Skandinavien oder Ammoniak aus Spanien) sowie durch Steigerungen von Effizienz, Suffizienz, Recycling und Materialsubstitution. Zudem gibt es unvermeidbare Abhängigkeiten, wie etwa der Import von Roheisen oder Eisenerz, der unabhängig davon anfällt, wie Primärstahl in Deutschland produziert wird.

7. Ein zielgerichteter und kontrollierter Strukturwandel könnte langfristig Wettbewerbsfähigkeit sichern und kurzfristigen den Ver-

lust von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung begrenzen. Auf die gesamten Wirtschaftszweige Eisen- und Stahlerzeugung sowie chemische Grundstoffe entfallen etwa 0,5 % der gesamtdeutschen Bruttowertschöpfung und 230.000 Arbeitsplätze. Diese wären in Gefahr, wenn Industrie oder Politik auf heutigen Betriebsweisen und Strukturen beharren würden. Im Falle einer Verlagerung nur der ersten energieintensiven Wertschöpfungsschritte (Roheisenerzeugung, Ammoniak-synthese, Methanolsynthese) fiel der Verlust an Arbeitsplätzen und Wertschöpfung deutlich geringer aus. Laut Daten der Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl 2024b) entfallen nur circa 5 % der Arbeitsplätze der Eisen- und Stahlerzeugung auf die Roheisenerzeugung, die im Falle des Imports von DRI ins Ausland verlagert werden würden. Gleichzeitig würden durch den Import von Vorprodukten Kosten effizient eingespart, sodass verbleibende Wertschöpfungsschritte durch niedrigere Energie- und Vorproduktpreise wettbewerbsfähig bleiben könnten. Die Top-6 nachgelagerten Industrien der untersuchten Grundstoffindustrien erwirtschaften hingegen 25 % der gesamtdeutschen Bruttowertschöpfung und beschäftigen circa zehn Millionen. Erwerbstätige. Teure Subventionen zum kurzfristigen Erhalt von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung bestimmter Standorte und Branchen in der Grundstoffindustrie könnten den langfristigen Aufbau ökonomisch wertvollerer Wertschöpfung und Arbeitsplätze an anderen Standorten und in anderen Branchen dämpfen. Politische Entscheidungstragenden sollten jedoch stets auch die regionalen und kurzfristigen makroökonomischen Effekte berücksichtigen und mögliche Ausgleichsmechanismen zum Abfedern von Verteilungseffekten (zwischen Regionen, Berufsfeldern und sozialen Milieus) erwägen.

8. Eine effiziente globale Arbeitsteilung in energieintensiven Wertschöpfungsketten könnte ein „Win-

Win-Win“-Szenario für die deutsche Wirtschaft, die Entwicklung in Ländern des Globalen Südens und den globalen Klimaschutz sein (Agora Industry 2024). Indem erste Verarbeitungsschritte energieintensiver Wertschöpfungsketten in Entwicklungs- und Schwellenländern (z. B. Südafrika, Namibia, Brasilien oder Chile) angesiedelt werden, könnten Arbeitsplätze und Wertschöpfung für die lokale Bevölkerung und eine Grundlage für weitere Wertschöpfung geschaffen werden. Somit könnte ein „Energieextraktivismus“ (Extraktion energetischer Ressourcen ohne Mehrwert für lokale Bevölkerung) durch Industrienationen verhindert werden. Gleichzeitig könnte der Verlust jener Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Deutschland vor dem Hintergrund von Fachkräftemangel und sinkender Wertschöpfung durch hohe Energiepreise gesamtheitlich geringe negative oder sogar positive Auswirkungen haben.

9. Der beschleunigte Ausbau von EE-Strom und Energieinfrastruktur in Deutschland und Europa sind Voraussetzungen für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie, auch wenn dies für einige Grundstoffindustrien nicht ausreichen wird, um Energiepreisdifferenzen auszugleichen. Der Ausbau von EE-Strom-Kapazitäten (Photovoltaik und Windkraft) in Deutschland (und in Europa) sowie der Ausbau von Stromnetzen und Wasserstoff-Pipelines in Europa und möglicherweise bis nach Nordafrika sollte als wichtiges Element künftiger Strategien zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie verstanden werden. Gleichzeitig gibt es fundamentale physikalische und ökonomische Gründe dafür, dass Standorte im Ausland mit besonders guten Voraussetzungen zukünftig Erneuerbare Energieträger (EE-Strom und grünen Wasserstoff) zu deutlich günstigeren Preisen nutzen können werden. Diese Preisdifferenzen können durch den Ausbau hier in Deutschland kaum ausgeglichen, wohl aber reduziert werden.

Wenn eine Strategie auf dem Import grüner Vorprodukte aufbaut, ist insbesondere der Preis von Strom (und weniger von Wasserstoff) entscheidend für die Höhe der Energiekosten der in Deutschland verbleibenden Wertschöpfungsschritte.

10. Ressourcen-, Energie-, Systemeffizienz und Kreislaufwirtschaft können die Wettbewerbsfähigkeit in Deutschland stärken und sind ergänzende No-Regret-Maßnahmen. Besonders durch Kreislaufwirtschaft können Energiekosten stark reduziert werden. Sekundärstahl und recycelte Kunststoffe erfordern keinen oder viel weniger grünen Wasserstoff als ihre Primärrouten. Zudem können Stahl und Kunststoffe teilweise auch durch andere Materialien substituiert werden (z. B. Holz, Aluminium, Carbonfasern, Biokunststoffe aus Biomasseabfällen). Die spezifische Nachfrage nach Düngemittel könnte durch effizienteren Einsatz reduziert werden oder teilweise durch andere landwirtschaftliche Praktiken ganz entfallen. Die Optimierung von Anlagen zu noch geringerer spezifischer Energienachfrage und besserer Nutzung von Abwärme könnte Energiekosten zusätzlich senken. Innovative Unternehmen können hierbei ihre Stromkosten zudem senken, wenn sie Wege finden, ihre Stromnachfrage zu flexibilisieren und somit stärker günstigen Solarstrom in den Mittagsstunden nutzen. Dabei helfen beispielsweise Batterien, Wärmespeichern oder die Flexibilisierung der Industrieprozesse selbst.

11. Deutschland und die EU brauchen eine Gesamtstrategie zu grünen Importen und Industrietransformation, um teure private und öffentliche Fehlinvestitionen, spätere Disruptionen und kostspielige Lock-ins zu reduzieren. Debatten und Abwägungen zu einer solchen Strategie sollten auf Grundlage einer strukturierten Analyse der politischen Zielkonflikte und Tradeoffs erfolgen. Die derzeitige Strategie Deutschlands, fossile Energieträger in der Grundstoffindustrie durch

Wasserstoff (unter anderem per Schiffsimporte) zu ersetzen und stark mit Subventionen zu fördern, schafft Risiken für Unternehmen, Volkswirtschaft und Klimapolitik: Wenn Wasserstoff in Deutschland langfristig deutlich teurer als in anderen Ländern bleibt, gefährdet eine solche Strategie entweder die Wettbewerbsfähigkeit der Grundstoffindustrie oder die Verbindlichkeit von Klimazielen. Diese Strategie ist zudem in Teilen inkonsistent und kann für Verunsicherungen sorgen. Ein Beispiel ist Ammoniak: Einerseits wird der Import von grünem Ammoniak stark gefördert (H2Global) und andererseits wurde für das deutsche Wasserstoffkernnetz vor Kurzem ein Netzausbauplan bestätigt, nach dem alle deutschen Ammoniakstandorte angeschlossen werden könnten. Dass zukünftig grünes Ammoniak importiert und an Häfen gecracked wird, um dann wieder zu neuem Ammoniak synthetisiert zu werden, wird sich ohne Dauersubvention wettbewerblich kaum halten können. Eine neue Gesamtstrategie sollte die oben genannten Risiken berücksichtigen und reduzieren, eine Konsistenz mit anderen Strategien in der Klima-, Energie-, Industrie-, Handels-, Sicherheits- und Geopolitik schaffen und die zugrundeliegenden politischen Ziele und mögliche Zielbilder für das Energiesystem (z. B. Mengengerüste und Preise für Wasserstoff) überprüfen. Politik, Wissenschaft und Unternehmen sollten zur Erarbeitung einer langfristigen Strategie versuchen, das in Kapitel 2 vorgestellte Bewertungsschema auf anstehende Verlagerungsentscheidungen — sowohl hin zu Importen von Vorprodukten als auch zu tiefergehenden Verlagerungen — anzuwenden und damit folgende Fragen zu beantworten:

▷ Wie groß wären die direkten („harten“) Kostenvorteile im Falle einer Verlagerung (vgl. Kapitel 3)? Welche anderen („weichen“) Faktoren können privatwirtschaftliche Entscheidungen für/gegen Verlagerung beeinflussen und direkte Kostenvor-

teile ausgleichen (z. B. kurze und integrierte Wertschöpfungsketten)?

- ▶ Gibt es bereits bestehende politische Instrumente, die die Investitionsentscheidung beeinflussen (z. B. IPCEIs, KSVs, IRA, EHBk, H2Global usw.)? Welche Anpassung bestehender Instrumente und Schaffung neuer Instrumente zur Steuerung von Verlagerung (in beide Richtungen) wären denkbar?
- ▶ Wie können die Vor- und Nachteile einer solchen Verlagerung vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Ziele bewertet werden? Überwiegen z. B. die Vorteile der Kosteneffizienz gegenüber den möglichen Nachteilen aufgrund von Importabhängigkeiten sowie kurzfristigen und regionalen Effekten auf Arbeitsplätze und Wertschöpfung oder umgekehrt?

Dieses Bewertungsschema wird keine absoluten Antworten für einzelne Produkte liefern, sondern gemischte Zielbilder mit Spielräumen, Unsicherheiten und geografischen Unterschieden ergeben.

12. Die Gesamtstrategie zu grünen Importen sollte europäisch, sektoral, zielgerichtet, transformativ, verlässlich und anpassungsfähig sein.

- ▶ **Europäisch**, weil viele Entscheidungen hinsichtlich Transformation, Wettbewerbsfähigkeit, Subventionierung und geopolitischer Unabhängigkeit von Industrie auf europäischer Ebene stattfinden werden. Zudem ist die Verlagerung hin zum sonnenreichen Süden und zur wind-/wasserkraftreichen Norden Europas erwartbar (Friendshoring statt Onshoring). Die Planung von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur erfolgt ebenfalls transnational.
- ▶ **Sektoral**, weil Handlungsoptionen für jede Branche einzeln getroffen werden müssen und es nicht den einen Ansatz geben wird, der es vermag, die Frage der Importstrategie für alle

Branchen gleichermaßen zu beantworten.

- ▶ **Zielgerichtet**, indem Wasserstoff und staatliche Förderung nicht für den kompromisslosen Erhalt von Standorten der energieintensiven Industrien, sondern für den Aufbau und Erhalt der volkswirtschaftlich wertvollsten Wertschöpfung und auf hohe volkswirtschaftliche Effizienz fokussiert werden. Dies bedeutet unter anderem, dass dem Erhalt nachgelagerter Wirtschaftszweige Vorrang gegeben wird, da diese für den Großteil der Arbeitsplätze und Wertschöpfung verantwortlich sind und am meisten Wert aus (im internationalen Vergleich) teuren und begrenzt verfügbaren Erneuerbaren Energien schaffen.
- ▶ **Transformativ**, durch Anreize der Umstellung von Wertschöpfungsketten in Deutschland, z. B. die Weiterverarbeitung von DRI im Elektrolichtbogenofen oder Aufblaskonverter, auch im Falle des Imports industrieller Vorprodukte.
- ▶ **Verlässlich**, indem frühzeitig plausible Zielbilder formuliert und kommuniziert werden und in der Ausrichtung politischer Instrumente berücksichtigt werden, damit Unternehmen auf dieser Grundlage planen können.
- ▶ **Anpassungsfähig**, indem Strategien zukünftig an sich ändernde Gegebenheiten angepasst werden (z. B. an potenzielle Verzögerungen oder das mögliche Ausbleiben bestimmter Produktionskapazitäten oder Infrastrukturen sowohl heimisch als auch im Ausland). Die Anpassungsfähigkeit ist insofern herausfordernd, da Industrieanlagen und Infrastruktur mit langer Lebensdauer gebaut werden müssen. Möglichkeiten zur Anpassung entstehen jedoch durch die etappenweise Umstellung von Anlagen und Standorten.

Konkret heißt das: Die deutsche Förderung globaler Wasserstoffprojekte, wie etwa H2Global, könnte flexibler gestaltet werden durch eine Erweiterung auf den Import von grünen Vorprodukten und Materialien. Gleichzeitig könnte der Fokus von Klimaschutzverträgen auf eine tiefere Ebene der Wertschöpfung verlagert werden und somit auch einen Import von Materialien und Vorprodukten erlauben. Klimaschutzverträge könnten auf europäischer Ebene statt auf nationaler Ebene organisiert werden. Zukünftige grüne Leitmärkte könnten europäisch organisiert sein und einen teilweisen Import von außerhalb der EU erlauben. Beim Infrastrukturausbau von Wasserstoff könnte darauf geachtet werden, den Pipeline-Importen mehr Fokus zu geben und das innerdeutsche Pipeline-Netz so zu planen, dass seine räumliche Anordnung auch im Falle ausbleibender Wasserstoffbedarfe von einzelnen Stahl- und Chemiestandorten sinnvoll und kosteneffizient bleibt.

8. FAZIT

Die vergleichsweise hohen Energiekosten in Deutschland sind ein Standortnachteil im internationalen Wettbewerb. Dies betrifft sowohl fossile Energieträger — spätestens seit dem Wegfall von russischem Erdgas — als auch erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff. Innovative Unternehmen, die bereit sind, ihre Prozesse tiefgreifend zu verändern, haben die besten Chancen, diese Herausforderung zu überwinden und teilweise sogar gestärkt aus der Transformation hervorzugehen. Für einige besonders energieintensive Branchen kann die Wettbewerbsfähigkeit nur mit einem partiellen Strukturwandel erhalten bleiben. Die Politik sollte diese tiefe Transformation gezielt unterstützen. Dafür bedarf es eines Umdenkens in der Klima- und Industriepolitik und einer Strategie, die europäisch koordiniert ist und einige unbequeme Wahrheiten respektiert.

Kern der unbequemen Wahrheiten ist, dass ein strukturelles „Weiter So“ in der Breite der energieintensiven Industrie in Deutschland unrealistisch ist. Unternehmerische Strategien, die auf den heutigen Strukturen und Betriebsweisen beharren, drohen in vielen Fällen an mangelnder Wettbewerbsfähigkeit zu scheitern. Dies mit politischen Fördermaßnahmen auszugleichen, würde dauerhaft hohe Subventionen bedeuten, die volkswirtschaftlich ineffizient und politisch kaum durchsetzbar wären. So ist es beispielsweise nicht realistisch, den heutigen Import fossiler Energieträger vollständig durch grüne Energieträger erset-

zen zu wollen — nicht nur weil grüner Wasserstoff und EE-Strom in Deutschland knapp sind, sondern auch da sich diese viel schlechter transportieren lassen als Kohle, Erdöl oder Erdgas. Insbesondere Visionen auf Basis eines substanzialen Wasserstoffimports via Schiff sind aufgrund ihrer hohen Kosten unplausibel. Das bedeutet schließlich, dass es aus fundamentalen physikalischen und ökonomischen Gründen unrealistisch ist, sämtliche energieintensive Produktionsschritte grüner Grundstoffe in Zukunft in Deutschland durchzuführen. Das hingegen politisch mit Subventionen erzwingen zu wollen, droht in einer Sackgasse zu enden – sowohl klimapolitisch als auch industriepolitisch als auch fiskalisch.

Die gute Nachricht ist, dass Wettbewerbsfähigkeit und Standorte der Industrie dennoch erhalten werden können. Für einige Branchen bedeutet das einen teilweisen Strukturwandel, das heißt eine Verschiebung hin zu mehr Importen von Vorprodukten und somit eine stärkere Fokussierung auf die hohe Wertschöpfung in der industriellen Weiterverarbeitung. Beispielsweise kann die Stahlindustrie statt wie heute Eisenerz in Zukunft bereits reduziertes Eisenerz (DRI) importieren und an ihren Standorten in Deutschland zu Stahl weiterverarbeiten. Damit wird der energieintensivste Schritt in solche Länder ausgelagert, die günstiger Wasserstoff produzieren können, während der hochwertige Teil der Produktion sowie die nachgelagerten stahl-

und chemieintensiven Unternehmen in Deutschland verbleiben. Dies als „Deindustrialisierung“ zu bezeichnen, wäre daher irreführend. Zudem kann ein Friendshoring des ersten energieintensiven Produktionsschrittes in befreundete europäische Länder die Produktionskosten bereits deutlich senken und gleichzeitig hohe Versorgungssicherheit gewährleisten. Während einige der relevanten Vorprodukte bereits heute auf fossiler Basis global gehandelt werden, sind die grünen Märkte noch in einem frühen Stadium. Für grünes Ammoniak ist bereits ein substantielles globales Angebot im Jahr 2030 absehbar. Die Märkte für grünes Eisen und Methanol folgen wahrscheinlich erst Mitte der 2030er Jahre. Weitere transformative Elemente für eine Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit umfassen die Flexibilisierung der industriellen Energienachfrage (BNetzA 2024), eine Stärkung von Kreislaufwirtschaft (Shawkat u. a. 2023) sowie die systemdienliche Standortwahl neuer Anlagen in Deutschland (Hirth u. a. 2024).

Um die industriepolitischen Risiken eines „Weiter So“ zu überwinden, sollte die Politik eine robuste Gesamtstrategie auf Basis realistischer Zielbilder und Förderbedarfe entwickeln und mit kohärenten Maßnahmen umsetzen. Die Strategie sollte sowohl in eine gesamteuropäische Strategie eingebettet sein als auch die Politikfelder Klima-, Energie-, Industrie-, Handels-, Sicherheits- und Geopolitik umfassen. Die zugehörigen politischen Ziele sollten möglichst klar definiert sein, um Zielkonflikte und Trade-Offs zu verstehen und eine bewusste Abwägung zu ermöglichen. Dabei kann das Bewertungsschema helfen, das wir in diesem Bericht vorstellen. Ein zielgerichteter und kontrollierter Strukturwandel könnte den Verlust von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung weitgehend verhindern und

die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie erhalten. Konkret sollten die deutsche Importstrategie und Fördermaßnahmen für globale Wasserstoffprojekte, wie etwa H2Global, flexibler gestaltet werden, indem sie um den Import von energieintensiven, insbesondere wasserstoffbasierten, Vorprodukten und industriellen Grundstoffen erweitert werden. Dies ist im Fall von Ammoniak und Methanol bereits teilweise der Fall, so dass eine Erweiterung auf grünes Eisen ein nächster Schritt sein könnte. Analog sollten Maßnahmen der Industrietransformation, wie die Klimaschutzverträge und zukünftige grüne Leitmärkte, ebenfalls den Import grüner Vorprodukte beinhalten.

Eine stärkere Berücksichtigung des Importes von Vorprodukten für einige Industrien bedeutet nicht, dass der einheimische Wasserstoffhochlauf und die Transformation eines Teils der Industrie hin zu Wasserstoff weniger wichtig wären. Jedoch sollte der anvisierte Hochlauf auf realistischen Mengengerüsten und plausiblen Zielbildern basieren, da sich sonst das Risiko des Scheiterns erhöht. Auf absehbare Zeit bleibt Wasserstoff ein sehr knappes und teures Gut, sodass auch bei steigenden CO₂-Preisen hohe finanzielle Förderungen notwendig bleiben. Die Förderung von Wasserstoff sollte daher weiterhin auf solche Sektoren fokussiert sein, die ihn unbedingt benötigen und somit auch nach Förderende eine hohe Zahlungsbereitschaft für langfristig hochpreisigen Wasserstoff haben. Zudem bedürfen Infrastruktur- und Importpläne Realismus in Hinblick auf Wasserstoffmengen und Transportwege. Heutige politische Anstrengungen sollten hierbei auf ein langfristiges Zielbild von internationalen Pipeline-Importen ausgerichtet sein.

Glossar

AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMDV	Bundesministerium für Digitales und Finanzen
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (Grenzausgleichsmechanismus für THG-intensive Importe aus dem nicht-EU Ausland.)
CRMA	Critical Raw Materials Act (Rechtsakt der EU, um Lieferketten von kritischen Rohstoffen und Technologien resilienter zu gestalten.)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (Verfahren zur Abscheidung und Nutzung von CO ₂ als Feedstock.)
CCS	Carbon Capture and Sequestration (Verfahren zur Abscheidung und geologischen Speicherung von CO ₂ von Punktquellen.)
DAC	Direct Air Capture, dt. Direkte Luftabscheidung (Verfahren zur Abscheidung von CO ₂ direkt aus der Atmosphäre.)
DESTATIS	Statistisches Bundesamt
DR	Direktreduktionsanlage (Prozess zur Roheisenerzeugung aus Eisenerz mit Erdgas oder Wasserstoff.)
DRI	Direct Reduced Iron, dt.: direkt reduziertes Eisen oder auch Eisenschwamm (Erzeugnis einer Direktreduktionsanlage.)
E-Ofen / EAF	Elektrolichtbogenofen, engl. Electric Arc Furnace (Elektrifizierter Prozess zum Stahlkochen.)
EE	Erneuerbare Energien
EE-arm	Arm an Potenzialen für Erneuerbare Energien
EE-reich	Reich an Potenzialen für Erneuerbare Energien
EE-Strom	Strom aus erneuerbaren Energien (Hauptsächlich Strom aus Photovoltaik und Windkraft.)
EHBb	European Hydrogen Backbone (Projekt zum Bau von einer europäischen Pipeline-Infrastruktur für Wasserstoff.)
EHBk	EU Hydrogen Bank (Finanzierungsinstrument der EU-Kommission für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, gespeist aus dem EU Innovation Fund.)
EU	Europäische Union
EUR/MWh	Euro pro Megawattstunde
FID	Final Investment Decision, dt. finale Investitionsentscheidung
Grüne Verlagerung / Green Relocation	Das tatsächliche Eintreten von Verlagerung aufgrund von Kostenvorteilen bei Erneuerbaren Energien
HB-ASU	Haber-Bosch-Synthese mit Air Separation Unit (Haber-Bosch-Anlage, die aus Wasserstoff und Stickstoff Ammoniak synthetisieren kann und die über eine Luftzerlegungsanlage verfügt, um den benötigten Stickstoff elektrifiziert und ohne Verwendung fossiler Energieträger aus der Atmosphäre zu gewinnen.)
HBI	Heiß brikettiertes Eisen, engl. Hot Briquetted Iron (DRI in gepresster Form, das in dieser Form auf weite Distanzen transportiert werden kann.)
HVCs	High-Value-Chemicals, dt. hochwertige Chemikalien (Bestimmte Gruppe von Grundchemikalien, die in großen Mengen produziert werden, unter anderem Ethylen und Propylen (sog. Olefine) sowie Benzol, Toluol und Xylol (sog. Aromaten, auch abgekürzt als BTX).)
IRA	Inflation Reduction Act (Fördermechanismus der US-Regierung, der die heimische Industrie stärken, den Hochlauf grüner Technologien beschleunigen soll und der substanzielle Fördermittel für die Produktion von emissionsarmem Wasserstoff bereitstellt.)
IPCEIs	Industrial Projects of Common European Interest (Mechanismus der EU, über den Mitgliedsstaaten grüne Industrieprojekte fördern können.)

KSVs	Klimaschutzverträge (Sogenannte Differenzverträge, mit denen die deutsche Bundesregierung OPEX-Förderung, beziehungsweise -Absicherung für Dekarbonisierungsprojekte deutscher Unternehmen bereitstellt.)
LHV	Lower Heating Value, dt. unterer Heizwert
Mt	Megatonne
NH ₃	Ammoniak
NZIA	Net-Zero Industry Act (Rechtsakt der EU zur Dekarbonisierung der Industrie.)
p.a.	per annum/ pro Jahr
Renewables Pull	Anreiz zur Verlagerung industrieller Produktion aufgrund günstigerer Erneuerbarer Energien an anderen Standorten
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TRL	Technology Readiness Level, dt. Technologiereifegrad
WTO	World Trade Organisation

Literaturangaben

- Achtelik, Christian, Matthias Schimmel, und Jan-Martin Rhiemeier. 2019. „Energiewende in der Industrie — Branchensteckbrief der Grundstoffchemie“. Berlin: Navigant, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, BBG & Partner. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-chemie.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Agora Energiewende. 2024. „Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024“. Berlin: Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-35_DE_JAW23/A-EW_317_JAW23_WEB.pdf.
- Agora Energiewende, Agora Industrie, und Guidehouse. 2024. „Wasserstoffimporte Deutschlands — Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?“ Berlin: Agora Energiewende, Agora Industrie. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/wasserstoffimporte-deutschlands>.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institut. 2019. „Klimaneutrale Industrie — Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement“. Berlin: Agora Energiewende, Wuppertal Institut. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf.
- Agora Industrie. 2023a. „Costs and Risk of Importing Hydrogen Derivatives by Ship“. Agora Industrie Webseite. 1. November 2023. <https://www.agora-industry.org/news-events/costs-and-risk-of-importing-hydrogen-derivatives-by-ship>.
- . 2023b. „Global Steel Transformation Tracker“. <https://www.agora-industry.org/data-tools/global-steel-transformation-tracker>.
- Agora Industry. 2024. „Industrial Value Chain Transformation“. Berlin: Agora Industry. <https://www.agora-industry.org/publications/industrial-value-chain-transformation>.
- ArcelorMittal S.A. 2021a. „ArcelorMittal Plans Major Investment in German Sites, to Accelerate CO2 Emissions Reduction Strategy and Leverage the Hydrogen Grid“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 29. März 2021. <https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articles/arcelormittal-plans-major-investment-in-german-sites-to-accelerate-co2-emissions-reduction-strategy-and-leverage-the-hydrogen-grid>.
- . 2021b. „ArcelorMittal Signs Letter of Intent with the Governments of Belgium and Flanders, Supporting €1.1 Billion Investment in Decarbonisation Technologies at Its Flagship Gent Plant | ArcelorMittal“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 28. September 2021. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-signs-letter-of-intent-with-the-governments-of-belgium-and-flanders-supporting-1-1-billion-investment-in-decarbonisation-technologies-at-its-flagship-gent-plant/>.
- . 2021c. „Spain: A €1 Billion Investment to Halve Our Carbon Emissions and Create the World’s First Full-Scale Zero-Carbon Emissions Steel Plant“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. Juli 2021. <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/decarbonisation-investment-plans/spain-a-1-billion-investment-to-halve-our-carbon-emissions-and-create-the-world-s-first-full-scale-zero-carbon-emissions-steel-plant/>.
- . 2022a. „ArcelorMittal Accelerates Its Decarbonisation with a €1.7 Billion Investment Programme in France, Supported by the French Government“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 4. Februar 2022. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-accelerates-its-decarbonisation-with-a-1-7-billion-investment-programme-in-france-supported-by-the-french-government/>.
- . 2022b. „ArcelorMittal Acquires Majority Stake in Voestalpine’s State-of-the-Art HBI Facility in Texas“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 14. April 2022. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-acquires-majority-stake-in-voestalpine-s-state-of-the-art-hbi-facility-in-texas/>.
- . 2022c. „ArcelorMittal Decarbonisation Project in Hamilton, Canada Confirmed with the Announcement of a CAD\$500M Investment by the Government of Ontario“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 15. Februar 2022. <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-decarbonisation-project-in-hamilton-canada-confirmed-with-the-announcement-of-a-cad-500m-investment-by-the-government-of-ontario/>.
- . 2024. „Transformation in Bremen und Eisenhüttenstadt: Robert Habeck stellt Förderung von rund 1,3 Milliarden Euro in Aussicht“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. 5. Februar 2024. <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/nav/359/broker.jsp?uMen=e4870fdf-6ce3-8e81-a469-5b270b1e8c35&uCon=d4d70635-a96d-9e81-8030-53d4f93d89fb&uTem=f6270cf6-9dfe-6781-f467-79d4d933f076>.
- . o. J.-a. „ArcelorMittal Texas HBI“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://northamerica.arcelormittal.com/our-operations/arcelormittal-texas-hbi/>.
- . o. J.-b. „Hamburg H2: Working towards the Production of Zero-Carbon Emissions Steel with Hydrogen“. ArcelorMittal Firmen-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://corporate.arcelormittal.com/climate-action/decarbonisation-technologies/hamburg-h2-working-towards-the-production-of-zero-carbon-emissions-steel-with-hydrogen/>.
- ARENA (Australian Renewable Energy Agency). 2023. „Recipients Announced for Australia-Germany HyGATE Initiative“. Australian Renewable Energy Agency Website. 27. Januar 2023. <https://arena.gov.au/news/recipients-announced-for-australia-germany-hygate-initiative/>.
- Argus Media. 2023. „Sweden’s Liquid Wind eyes third e-methanol plant“. Argus Media Latest Market News. 23. Januar 2023. <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2412080-sweden-s-liquid-wind-eyes-third-e-methanol-plant>.

- Atchison, Julian. 2022a. „H2Global Launches First Green Ammonia Tender“. Ammonia Energy Association Webseite. 14. Dezember 2022. <https://ammoniaenergy.org/articles/h2global-launches-first-green-ammonia-tender/>.
- . 2022b. „OCI to Expand Ammonia Import Capabilities at Rotterdam“. Ammonia Energy Association Webseite. 22. Juni 2022. <https://ammoniaenergy.org/articles/oci-to-expand-ammonia-import-capabilities-at-rotterdam/>.
- . 2023a. „New Ammonia Import Infrastructure under Development across Europe (and Beyond)“. Ammonia Energy Association Webseite. 25. Januar 2023. <https://ammoniaenergy.org/articles/new-ammonia-import-infrastructure-under-development-across-europe-and-beyond/>.
- . 2023b. „Topsoe: Dynamic Renewable Ammonia Production in China“. Ammonia Energy Association Webseite. 31. Januar 2023. <https://ammoniaenergy.org/articles/topsoe-dynamic-renewable-ammonia-production-in-china/>.
- . 2024. „AustriaEnergy: Chilean Mega-Project Nears Final Approvals“. Ammonia Energy Association Webseite. 13. August 2024. <https://ammoniaenergy.org/articles/austriaenergy-chilean-mega-project-nears-final-approvals/>.
- Bähr, Cornelius, David Bothe, Gregor Brändle, Hilmar Klink, Karl Lichtblau, Lino Sonnen, und Benita Zink. 2023. „Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft.“ Köln: IW Consult GmbH. https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/08/Baehr-et-al.-2023-Die-Zukunft-energieintensiver-Industrien-in-Deutschland_v2.pdf.
- Bakker, Gijs. 2021. „LowLands Methanol Signs Feedstock and Offtake Contracts“. LinkedIn. <https://www.linkedin.com/pulse/low-lands-methanol-signs-feedstock-offtake-contracts-gijs-bakker/>.
- BASF SE. 2018. „BASF produces methanol according to the biomass balance approach“. BASF Firmen-Website. 12. November 2018. <https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2018/11/p-18-370>.
- . 2021. „Ammoniakproduktion in Antwerpen und Ludwigshafen eingeschränkt“. BASF Firmen-Website. 27. September 2021. <https://www.basf.com/basf/www/global/de/media/news-releases/2021/09/p-21-327>.
- . 2022. „Das aktuelle Foto: BASF Verbundstandort Zhanjiang in China: Inbetriebnahme der ersten Anlage“. BASF Firmen-Website. 6. September 2022. <https://www.basf.com/basf/www/global/de/media/news-releases/2022/09/p-22-329>.
- . 2023. „BASF beginnt mit dem Bau einer Syngas-Anlage am Verbundstandort Zhanjiang in China“. BASF Firmen-Website. 4. September 2023. <https://www.basf.com/basf/www/global/de/media/news-releases/2023/09/p-23-295>.
- Betak, Juraj, Tomas Cebecauer, Daniel Chrkavy, Branislav Erdelyi, Konstantin Rosina, Marcel Suri, und Nada Suriova. 2020. „Global Photovoltaic Power Potential by Country“. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). Washington, D.C.: World Bank Group. <http://documents.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country>.
- Biogradlija, Arnes. 2022. „Vietnam Will Construct Its First Hydrogen Plant, but Coal Will Remain Its Primary Energy Source“. H2 Energy News (blog). 16. Juni 2022. <https://energynews.biz/vietnam-will-construct-its-first-hydrogen-plant-but-coal-will-remain-its-primary-energy-source/>.
- . 2023. „Salzgitter Will Commission a Hydrogen-Ready Direct Reduction Plant for Iron by 2026 - Green Hydrogen News“. H2 Energy News (blog). 29. Mai 2023. <https://energynews.biz/salzgitter-will-commission-a-hydrogen-ready-direct-reduction-plant-for-iron-by-2026/>.
- Blastr Green Steel. 2023a. „Blastr Green Steel and SFE pursue clean energy partnership for planned pellet plant in Norway“. Blastr Green Steel Website. 18. Oktober 2023. <https://www.blastr.no/Newsroom/Post/?permalink=blastr-green-steel-and-sfe-pursue-clean-energy-partnership-for-planned-pellet-plant-in-norway>.
- . 2023b. „Four-Billion-Euro Investment Planned into a Green Steel Plant in Inkoo, Finland“. Business Finland. 1. März 2023. <https://www.businessfinland.com/press-release/2023/four-billion-euro-investment-planned-into-a-green-steel-plant-in-inkoo-finland/>.
- BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung). 2019. „Bekanntmachung zur Förderung von Zuwendungen im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ‚Innovationen für die Energiewende‘, Bundesanzeiger vom 18.02.2019“. BMBF-Webseite: Bekanntmachungen. 6. Februar 2019. https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2019/02/2337_bekanntmachung.html.
- BMDV (Bundesministerium für Digitales und Verkehr). 2021. „BMDV und BMWi bringen 62 Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg“. BMDV-Webseite. 28. Mai 2021. <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/62-wasserstoff-grossprojekte.html>.
- BMF (Bundesministerium der Finanzen). 2022. „Deutscher Bundeshaushalt Digital“. <https://www.bundshaushalt.de/DE/Bundeshaushalt-digital/bundshaushalt-digital.html>.
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz). 2023a. „International Hydrogen Ramp-Up Programme (H2Upp)“. Berlin: BMWK.
- . 2023b. „Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen“. Berlin: BMWK. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- . 2024a. „FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz“. BMWK-Webseite. 23. Juli 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>.

- . 2024b. „Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge“. Berlin: BMWK. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege-frl-ksv.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- . 2024c. „Transformationschance für den Mittelstand: Erster Förderaufruf ‚Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK)‘ startet“. Governmental Website. BMWK-Webseite: Pressemitteilungen. 30. August 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240410-dekarbonisierung-fuer-den-industriellen-mittelstand.html>.
- . o. J.-a. „Häufig gestellte Fragen zum ‚Important Project of Common European Interest (IPCEI)‘“. BMWK-Webseite. Zugegriffen 12. Juli 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/faq-ipcei.html>.
- . o. J.-b. „IPCEI-Standortkarte“. BMWK-Webseite. Zugegriffen 26. August 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.html>.
- BNetzA (Bundesnetzagentur). 2024. „Bundesnetzagentur plant Reform der Netzentgelte für Industrie“. Governmental Website. BNetzA-Webseite: Pressemitteilungen. 24. Juli 2024. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240724_IndustrieNE.html.
- . o. J.-a. „Aktuelle Lage Gasversorgung — Gaspreise Großhandel in EUR/MWh“. Governmental Website. BNetzA-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html.
- . o. J.-b. „Strommarktdaten für Deutschland (SMARD)“. Marktdaten visualisieren. Zugegriffen 13. November 2024. <https://www.smard.de/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22year%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1577833200000,%22to%22:1672613999999,%22moduleIds%22:%5B8004169%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22style%22:%22color%22,%22categoriesModuleOrder%22:%7B%7D%7D>.
- Böck, Hanno. 2022. „How to Make Green Fuels for Shipping: Part One: Bio-Methanol“. Fathom World — Shipping and Maritime Industry News (blog). 16. Dezember 2022. <https://fathom.world/how-to-make-green-methanol-for-shipping/>.
- Braskem. 2023. „Braskem Expands Its Biopolymer Production by 30% Following an Investment of US\$ 87 Million“. Braskem Europe Firmen-Webseite. 27. Juli 2023. <https://www.braskem.com.br/europe/news-detail/braskem-expands-its-biopolymer-production-by-30-following-an-investment-of-us-87-million>.
- Brunn, Michael. 2021. „Den Kreislauf für Polyurethan-Matratzen schließen“. RECYCLING magazin. 25. März 2021. <https://www.recyclingmagazin.de/2021/03/25/den-kreislauf-fuer-polyurethan-matratzen-schliessen/>.
- Burga, Bernardo. 2023. „Green Methanol Makes a Splash in Quest for Net-Zero Shipping“. BloombergNEF (blog). 17. August 2023. <https://about.bnef.com/blog/green-methanol-makes-a-splash-in-quest-for-net-zero-shipping/>.
- Burridge, Elaine. 2023. „Yara Modifies German Ammonia Terminals“. CHEManager International. 12. Januar 2023. <https://www.chemanager-online.com/en/news/yara-modifies-german-ammonia-terminals>.
- Business Analytiq. o. J. „Ethylene Price Index“. Business Analytiq Website. Zugegriffen 13. November 2024. <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ethylene-price-index/>.
- BVK (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V.). 2023. „Positionspapier Industriestrompreis“. Berlin: BVK. https://www.kalk.de/fileadmin/user_upload/2023_05_BVK_Positionspapier_Industriestrompreis.pdf.
- CHEManager. 2023. „Deutsche Chemieproduktion bricht 2022 ein“. CHEManager. 9. März 2023. <https://www.chemanager-online.com/news/deutsche-chemieproduktion-bricht-2022-ein#:~:text=Der%20Gesamtumsatz%20der%20Chemie-%20und,um%200%2C5%25%20gestiegen>.
- ChemAnalyst. 2024. „Netherlands Ammonia Market Size, Share, Trends & Forecast“. ChemAnalyst Webseite. Februar 2024. <https://www.chemanalyst.com/industry-report/netherlands-ammonia-market-2024#:~:text=Testimonials Disruption Tracker-,Description,the forecast period until 2034>.
- chemie.de. 2023. „Stürmische Zeiten für die Branche“. chemie.de. 15. Dezember 2023. <https://www.chemie.de/news/1182301/stuermische-zeiten-fuer-die-branche.html>.
- Collins, Leigh. 2023. „China’s Largest Green Hydrogen Project — a \$4bn, 640MW Ammonia/Methanol Facility — Begins Construction“. Hydrogen Insight. 28. September 2023. <https://www.hydrogeninsight.com/production/chinas-largest-green-hydrogen-project-a-4bn-640mw-ammonia-methanol-facility-begins-construction/2-1-1525815>.
- . 2024. „Thyssenkrupp Steel Launches Tender for up to 151,000 Tonnes of Annual Clean Hydrogen Supply in Germany“. Hydrogen Insight. 22. Januar 2024. <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/thyssenkrupp-steel-launches-tender-for-up-to-151-000-tonnes-of-annual-clean-hydrogen-supply-in-germany/2-1-1586956>.
- Connolly, Paul. 2024. „€100 Million Grant Boosts Stegra’s Green Hydrogen Steel Plant“. Norran. 19. September 2024. <https://www.norran.se/english/engelska/artikel/100-million-grant-boosts-stegras-green-hydrogen-steel-plant/r2do9w2j>.
- CRI (Carbon Recycling International). o. J.-a. „Finnfjord: Promote a More Sustainable, Circular Economy“. CRI Firmen-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://carbonrecycling.com/projects/finnfjord>.
- . o. J.-b. „Global Leader in Carbon Capture and Utilization & Emethanol“. CRI Firmen-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://carbonrecycling.com>.
- Čučuk, Aida. 2023. „CRI and Jiangsu Sailboat Inaugurate CO₂-to-Methanol Plant“. Offshore Energy. 11. Oktober 2023. <https://www.offshore-energy.biz/cri-and-jiangsu-sailboat-inaugurate-co2-to-methanol-plant/>.

- . 2024. „BP to Acquire 49% Stake in Hyport Duqm Green Hydrogen Project in Oman“. Offshore Energy. 2. August 2024. <https://www.offshore-energy.biz/bp-to-acquire-49-stake-in-hyport-duqm-green-hydrogen-project-in-oman/>.
- Danieli & C. S.p.A. 2024. „Danieli to Provide Direct Reduction Technology for Tata Steel New Investment“. Danieli Webseite (blog). 10. Juni 2024. https://www.danieli.com/en/news-media/news/danieli-provide-direct-reduction-technology-tata-steel-new-investment_37_901.htm.
- Deutsche Bundesregierung. 2023a. „Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren“. Webseite der Deutschen Bundesregierung. 25. April 2023. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/planungs-genehmigungsverfahren-2129628>.
- . 2023b. „Strompreispaket für produzierende Unternehmen — Bundesregierung entlastet stromintensive Unternehmen“. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (BPA). <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strompreispaket-fuer-produzierende-unternehmen-bundesregierung-entlastet-stromintensive-unternehmen-2235602.pdf>.
- Deutscher Bundestag. 2023. „Expertenanhörung: Nachbesserungsbedarf bei Genehmigungsverfahren“. 20. September 2023. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2023/kw38-pa-umwelt-immission-964830>.
- Devlin, Alexandra, Jannik Kossen, Haulwen Goldie-Jones, und Aidong Yang. 2023. „Global Green Hydrogen-Based Steel Opportunities Surrounding High Quality Renewable Energy and Iron Ore Deposits“. Nature Communications 14 (1): 2578. <https://doi.org/10.1038/s41467-023-38123-2>.
- Devlin, Alexandra, und Aidong Yang. 2022. „Regional Supply Chains for Decarbonising Steel: Energy Efficiency and Green Premium Mitigation“. Energy Conversion and Management 254 (Februar):115268. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115268>.
- Döhrn, Roland, und Ronald Janssen-Timmen. 2011. „Die volkswirtschaftliche Bedeutung einer Grundstoffindustrie am Beispiel der Stahlindustrie“. Essen: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI). https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Endbericht-WVS-111212_RWI1.pdf.
- dpa (Deutschen Presse-Agentur). 2024. „Chemiekonzern: BASF kündigt weiteren Stellenabbau und Sparprogramm an“. Automatisch übernommen und veröffentlicht von ZEIT ONLINE, 23. Februar 2024. <https://www.zeit.de/news/2024-02/23/basf-kuendigt-weitere-stellenabbau-und-sparprogramm-an>.
- Egerer, Jonas, Nima Farhang-Damghani, Veronika Grimm, und Philipp Runge. 2024. „The Industry Transformation from Fossil Fuels to Hydrogen Will Reorganize Value Chains: Big Picture and Case Studies for Germany“. Applied Energy 358 (März):122485. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122485>.
- Eicke, Laima, Niklas Kramer, und Rainer Quitzow. 2023. „How Decarbonization Will Transform the Geography of Industrial Production: New Evidence on the “Renewables Pull” Hypothesis“. Research Institute for Sustainability (RIFS) Potsdam (blog). 29. Dezember 2023. <https://www.rifs-potsdam.de/en/blog/2023/12/how-decarbonization-will-transform-geography-industrial-production-new-evidence>.
- Energy-Charts. o. J. „Kreisdiagramme zur Stromerzeugung“. Energy-Charts-Webseite (bereitgestellt vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE als Einrichtung der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.). Zugegriffen 13. November 2024. https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&source=public.
- Enerkem. 2021. „The Ecoplanta Project, the Only Spanish Candidacy Pre-Selected by the European Commission Innovation Fund“. Enerkem Firmen-Webseite. 17. November 2021. <https://enerkem.com/newsroom/the-ecoplanta-project-the-only-spanish-candidacy-pre-selected-by-the-european-commission-innovation-fund>.
- Europäische Kommission. 2021. „Production of renewable methanol from captured emissions and renewable energy sources, for its utilisation for clean fuel production and green consumer goods“. Community Research and Development Information Service (CORDIS). 30. Juni 2021. <https://cordis.europa.eu/project/id/848757/de>.
- . 2022. Mitteilung Der Kommission an Das Europäische Parlament, Den Europäischen Rat, Den Rat, Den Europäischen Wirtschafts- Und Sozialausschuss Und Den Ausschuss Der Regionen: REPowerEU-Plan. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.
- . 2023a. „Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)“. Access2Markets-Informationseite der Europäischen Kommission. 17. Oktober 2023. <https://trade.ec.europa.eu/access-to-markets/en/news/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam>.
- . 2023b. „Factsheet on European Critical Raw Materials Act“. Webseite Der Europäischen Kommission: Press Corner. 16. März 2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_23_1663.
- . 2024a. „Innovation Fund Project Factsheet — GAP: FFI Holmaneset“. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101132475.pdf.
- . 2024b. „Innovation Fund Project Factsheet — GRAML: Green Ammonia Linz“. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101132871.pdf.
- . 2024c. „Innovation Fund Project Factsheet — GREEN MEIGA: Green Methanol in Galicia“. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133150.pdf.
- . 2024d. „Innovation Fund Project Feedstock — eM-Rhone: electroMethanol-Rhône“. https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133147.pdf.
- . o. J.-a. „Approved IPCEIs in the Hydrogen Value Chain“. Webseite Der Europäischen Kommission: Competition Policy, State Aid. Zugegriffen 26. August 2024. https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain_en.

- . o. J.-b. „Competitive Bidding — A New Tool for Funding Innovative Low-Carbon Technologies under the Innovation Fund — European Hydrogen Bank Pilot Auction Results“. Webseite Der Europäischen Kommission: EU Funding for Climate Action. Zugriffen 3. September 2024. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en.
- . o. J.-c. „Critical Raw Materials“. Webseite Der Europäischen Kommission: Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. Zugriffen 26. August 2024. https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en.
- . o. J.-d. „Critical Raw Materials Act (CRMA)“. Webseite Der Europäischen Kommission: Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. Zugriffen 12. Juli 2024. https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials/critical-raw-materials-act_en.
- . o. J.-e. „Net-Zero Industry Act“. Webseite Der Europäischen Kommission: Strategy and Policy. Zugriffen 12. Juli 2024. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en.
- . o. J.-f. „State Aid Overview“. Webseite Der Europäischen Kommission: Competition Policy, State Aid. Zugriffen 26. August 2024. https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/overview_en.
- Europäischer Rat. 2022. „EU to Speed up Permitting Process for Renewable Energy Projects“. Webseite Des Europäischen Rats: Pressemitteilungen. 24. November 2022. <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/11/24/eu-to-speed-up-permitting-process-for-renewable-energy-projects/>.
- Europäisches Parlament. 2024. Regulation - EU - 2024/1252 - EN - EUR-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1252/oj>.
- EUROSTAT. o. J. „Energy Statistics — an Overview“. Zugriffen 12. Juli 2024. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview.
- Fasihi, Mahdi, und Christian Breyer. 2020. „Baseload Electricity and Hydrogen Supply Based on Hybrid PV-Wind Power Plants“. Journal of Cleaner Production 243 (Januar):118466. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118466>.
- Fasihi, Mahdi, Robert Weiss, Jouni Savolainen, und Christian Breyer. 2021. „Global Potential of Green Ammonia Based on Hybrid PV-Wind Power Plants“. Applied Energy 294 (Juli):116170. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116170>.
- Fertilizers Europe asbl. 2022. „Fertilizer Industry Facts & Figures“. Brüssel: Fertilizers Europe asbl. <https://www.fertilizerseurope.com/publications/industry-facts-and-figures-2022/>.
- Fleiter, Tobias, Matthias Rehfeldt, Pia Manz, Marius Neuwirth, Andrea Herbst, und Thurid Lotz. 2022. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland — Industriesektor“. <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-en/documents>.
- Fraunhofer ISI (Institut für System- und Innovationsforschung), Consentec GmbH, ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH), und Lehrstuhl für Energie- und Ressourcenmanagement der TU Berlin. 2024. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“. Juli 2. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_045_Webinar_Energieangebot.pdf.
- Frøhke, Ulrik. 2021. „Haldor Topsoe and Aquamarine Enter into a Memorandum of Understanding with the Purpose of Building a Green Ammonia Facility Based on SOEC Electrolysis“. Topsoe Firmen-Webseite. 17. März 2021. <https://www.topsoe.com/press-releases/haldor-topsoe-and-aquamarine-enters-into-a-memorandum>.
- Fuel Cells Works. 2023. „Construction Begins for \$3BN Green Steel Project in Duqm“. Fuel Cells Works (blog). 28. November 2023. <https://fuelcellsworks.com/news/construction-begins-for-3bn-green-steel-project-in-duqm>.
- Galimova, Tansu, Mahdi Fasihi, Dmitrii Bogdanov, und Christian Breyer. 2023. „Feasibility of Green Ammonia Trading via Pipelines and Shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America“. Journal of Cleaner Production 427 (November):139212. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139212>.
- Galimova, Tansu, Manish Ram, Dmitrii Bogdanov, Mahdi Fasihi, Ashish Gulagi, Siavash Khalili, und Christian Breyer. 2023. „Global Trading of Renewable Electricity-Based Fuels and Chemicals to Enhance the Energy Transition across All Sectors towards Sustainability“. Renewable and Sustainable Energy Reviews 183 (September):113420. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113420>.
- Gielen, Dolf, Deger Saygin, Emanuele Taibi, und Jean-Pierre Birat. 2020. „Renewables-based Decarbonization and Relocation of Iron and Steel Making: A Case Study“. Journal of Industrial Ecology 24 (5): 1113–25. <https://doi.org/10.1111/jiec.12997>.
- Göbelbecker, Jona. 2023a. „BASF und Yara wollen weitere Ammoniak-Anlage in den USA bauen“. CHEMIE TECHNIK. 29. Juni 2023. <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/basf-und-yara-wollen-weitere-ammoniak-anlage-in-den-usa-bauen-410.html>.
- . 2023b. „Energiekrise: Dow kündigt Sparmaßnahmen in Europa an“. CHEMIE TECHNIK. 31. Januar 2023. <https://www.chemietechnik.de/markt/energiekrise-dow-kuendigt-sparmassnahmen-in-europa-an-668.html>.
- Gogate, Makarand R. 2019. „Methanol-to-Olefins Process Technology: Current Status and Future Prospects“. Petroleum Science and Technology 37 (5): 559–65. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>.
- H2Global-Stiftung. o. J. „Internetpräsenz der H2Global-Stiftung“. Zugriffen 12. Juli 2024. <https://www.h2-global.org>.
- Hampp, Johannes, Michael Düren, und Tom Brown. 2023. „Import Options for Chemical Energy Carriers from Renewable Sources to Germany“. Herausgegeben von J E. Trinidad Segovia. PLOS ONE 18 (2): e0262340. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0281380>.
- Hauser, Philipp D, Paul J Münnich, Helen Burmeister, Andreas Kohn, und Benjamin Görlach. 2021. „Klimaschutzverträge für die Industrietransformation“. Agora Industrie. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_10_DE_KIT/AEW_230_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Stahl_WEB.pdf.

- Hebei Nickel Hydrogen Green Energy Technology Co., Ltd. 2024. „Electrolyzers for Hydrogen Project Arrives in Da’an“. Hebei Nickel Hydrogen Green Energy Technology Co., Ltd. Webseite. 27. Mai 2024. <https://nickelgreen.com/electrolysers-for-hydrogen-project-arrives-in-daan/>.
- Hermwille, Lukas, Stefan Lechtenböhrer, Max Åhman, Harro Van Asselt, Chris Bataille, Stefan Kronshage, Annika Tönjes, u. a. 2022. „A Climate Club to Decarbonize the Global Steel Industry“. *Nature Climate Change* 12 (6): 494–96. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01383-9>.
- Hewitt, Natalie. 2021. „Imported Hydrogen Will Be as Cheap as Hydrogen Produced in Europe by 2030“. Aurora Energy Research Webseite. 26. Januar 2021. <https://auroraer.com/insight/imported-hydrogen-will-be-as-cheap-as-hydrogen-produced-in-europe-by-2030/>.
- Hirth, Lion, Axel Ockenfels, Martin Bichler, Ottmar Edenhofer, Veronika Grimm, Andreas Löschel, Felix Matthes, u. a. 2024. „Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise“. FAZ.NET, 10. Juli 2024. <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>.
- Hutchins, Mark. 2020. „China’s ‘Liquid Sunshine’ Project Demonstrates PV Powered Methanol“. *pv magazine International*. 13. November 2020. <https://www.pv-magazine.com/2020/11/13/chinas-liquid-sunshine-project-demonstrates-pv-powered-methanol/>.
- Hylron GmbH. 2023a. „Pressemitteilung: Habeck gibt Statschuss für grünes Eisen aus Namibia“. Hylron GmbH. <https://hylron.com/wp-content/uploads/2023/08/PR-habeck-gibt-startschuss-fuer-gruenes-eisen-namibia.pdf>.
- . 2023b. „Pressemitteilung: In Lingen wird weltweit größte Wasserstoff-Direktreduktionsanlage zur Herstellung von grünem Eisen von Niedersachsens Umwelt- und Energieminister Meyer eröffnet“. Hylron Firmen-Webseite (blog). 14. August 2023. <https://hylron.com/opening-of-the-hydrogen-direct-reduction-plant-in-lingen-by-lower-saxonys-environment-and-energy-minister-meyer/>.
- IEA (International Energy Agency). 2022. „Production, consumption and trade of ammonia in selected countries and regions, 2020“. Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/production-consumption-and-trade-of-ammonia-in-selected-countries-and-regions-2020>.
- . 2023. „Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database“. Paris. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>.
- IG (Industriegewerkschaft) Metall. 2023. „IG Metall begrüßt Habeck-Vorschlag zum Industriestrompreis“. IG Metall Webseite. 5. Mai 2023. <https://www.igmetall.de/presse/pressemitteilungen/ig-metall-begruesst-habeck-vorschlag-zum-industriestrompr>.
- Ilina, Alexandra. 2024. „Thyssenkrupp Steel kündigt Stellenabbau an“. VDI nachrichten — Das Nachrichtenportal für Ingenieure. 12. April 2024. <https://www.vdi-nachrichten.com/wirtschaft/unternehmen/thyssenkrupp-steel-reduziert-kapazitaeten-und-kuendigt-stellenabbau-an/>.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) und Methanol Institute. 2021. „Innovation Outlook: Renewable Methanol“. ISBN: 978-92-9260-320-5. Abu Dhabi: IRENA. https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf.
- Issuu. o. J. „Power-to-Methanol for North Sea Port“. Issuu-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. https://issuu.com/chemicalwatch/docs/hcb_december_2020_ebook/s/16299909.
- Ivanova, Anna. 2023. „Construction of Jindal’s Green Steel Plant in Oman to Begin in Oct“. *Renewables Now*. 1. September 2023. <https://renewablesnow.com/news/construction-of-jindals-green-steel-plant-in-oman-to-begin-in-oct-832774/>.
- Jackson, Lewis. 2024. „Australia Joins Global Subsidy Race with ‘Future Made in Australia’ Plan“. Reuters, 11. April 2024, Abschn. Energy. <https://www.reuters.com/business/energy/australia-joins-global-subsidy-race-with-future-made-australia-plan-2024-04-11/>.
- Jäger, Philipp. 2022. „Why the EU Must Do More to Be Competitive with Green Hydrogen“. Berlin: Hertie School (Jacques Delors Centre). https://www.delorscentre.eu/fileadmin/2_Research/1_About_our_research/2_Research_centres/6_Jacques_Delors_Centre/Publications/20221128_Jaeger_HydrogenTransport_6December.pdf.
- . 2023. „Rustbelt Relics or Future Keystone? EU Policy for Energy-Intensive Industries“. Berlin: Hertie School (Jacques Delors Centre). https://www.delorscentre.eu/fileadmin/2_Research/1_About_our_research/2_Research_centres/6_Jacques_Delors_Centre/Publications/20231221_Jaeger_Industries.pdf.
- Jaideep. 2023. „Aramco and Linde Engineering Team Up to Develop Ammonia Cracking Technology“. *ChemAnalyst* Webseite. 16. März 2023. <https://www.chemanalyst.com/NewsAndDeals/DealsDetails/aramco-and-linde-engineering-team-up-to-develop-ammonia-cracking-technology-1260>.
- Johnson Matthey. 2023. „Johnson Matthey Technology Chosen to Produce Sustainable Methanol for Perstorp Group’s Project Air“. Johnson Matthey Webseite. 2. März 2023. <https://matthey.com/project-air>.
- Katanich, Doloresz. 2024. „Thyssenkrupp Is Reviewing Plans for Manufacturing ‘Green Steel’“. *Euronews*. 7. Oktober 2024. <https://www.euronews.com/business/2024/10/07/german-steel-company-thyssenkrupp-may-rethink-plans-for-green-steel>.
- Klevstrand, Agnete. 2023. „Chinese Green Ammonia Plant Will Be Powered Directly by Variable Wind Power, without Any Battery or Hydrogen Storage“. *Hydrogen Insight*. 19. Januar 2023. <https://www.hydrogeninsight.com/production/chinese-green-ammonia->

- [plant-will-be-powered-directly-by-variable-wind-power-without-any-battery-or-hydrogen-storage/2-1-1390811](#).
- Knopf, Brigitte, und Niklas Illenseer. 2023. „Die Finanzierung der Transformation: Klimafonds, Klimageld und Kernhaushalt“. Berlin: Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH. https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_Die_Finanzierung_der_Transformation.pdf.
- Lancaster, Lizzy. 2023. „Q&A: Antwerp Port Plans 10mn t/Yr NH3 Imports by 2030“. Argus Media Webseite. 22. November 2023. <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2511805-q-a-antwerp-port-plans-10mn-t-yr-nh3-imports-by-2030>.
- Liquid Wind. 2023. „Liquid Wind Partners with Umeå Energi for the Establishment of an Electrofuel Facility in Umeå“. Liquid Wind Webseite. Januar 2023. <https://www.liquidwind.com/news/liquidwind-plans-for-third-electrofuel-facility-in-swedish-umea>.
- . o. J. „Umeå | eFuel Facilitt“. Liquid Wind Webseite. Zugriffen 13. November 2024. <https://www.liquidwind.com/umea>.
- LKAB. 2022. „A Faster Pace and Higher Targets in LKAB’s Transition towards a Sustainable Future“. Luleå, Schweden: LKAB. <https://mb.cision.com/Main/11419/3553029/1568944.pdf>.
- . 2023. „Positive Decision on Support for LKAB and HYBRIT“. LKAB Webseite. 14. Dezember 2023. <https://lkab.com/en/press/positive-decision-on-support-for-lkab-and-hybrit/>.
- . 2024. „Comments Concerning SSAB’s Decision to Invest in Luleå“. LKAB Webseite. 2. April 2024. <https://lkab.com/en/press/comments-concerning-ssabs-decision-to-invest-in-lulea/>.
- Lopez, Gabriel, Tansu Galimova, Mahdi Fasihi, Dmitrii Bogdanov, Lauri Leppäkoski, Ville Uusitalo, und Christian Breyer. 2024. „Assessing European Supply Chain Configurations for Sustainable E-Polyethylene Production from Sustainable CO2 and Renewable Electricity“. Energy Conversion and Management 306 (April):118295. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118295>.
- Martin, Polly. 2023a. „ArcelorMittal Hoovers up Another €280m of Subsidies for a ‚green Steel‘ Plant That Might Never Use Green Hydrogen“. Hydrogen Insight. 22. Juni 2023. <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/arcelormittal-hoovers-up-another-280m-of-subsidies-for-a-green-steel-plant-that-might-never-use-green-hydrogen/2-1-1473089>.
- . 2023b. „World’s Largest? Construction Begins at China’s Biggest Green Ammonia Plant“. Hydrogen Insight. 11. Juli 2023. <https://www.hydrogeninsight.com/production/worlds-largest-construction-begins-at-chinas-biggest-green-ammonia-plant/2-1-1484607>.
- Menzel, Nora. 2022. „Erstes deutsches Ammoniak-Importterminal in Hamburg“. CHEMIE TECHNIK. 22. November 2022. <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/erstes-deutsches-ammoniak-importterminal-in-hamburg-581.html>.
- Methanol Institute. o. J. „Renewable Methanol“. Methanol Institute Webseite. Zugriffen 13. November 2024. <https://www.methanol.org/renewable/>.
- Ministry of Economy, Trade and Industry, Government of Japan. 2024. „Japan’s Green Transformation (GX) Strategy “Pro-Growth Carbon Pricing”“. <https://www.adb.org/sites/default/files/event/938496/files/session-2-japan-s-green-transformation-strategy.pdf>.
- Ministry of New and Renewable Energy, Government of India. 2023. „Cabinet approves National Green Hydrogen Mission“. 4. Januar 2023. <https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1888547>.
- MLT Analytics Pte Ltd. 2022. „Sumitomo Chemical Completes Bio-Ethylene Pilot Plant“. MLT Analytics Pte Ltd Webseite. 12. April 2022. <https://www.mltanalytics.com/post/sumitomo-chemical-completes-bio-ethylene-pilot-plant>.
- Moggridge, Matthew. 2023. „Salzgitter Flachstahl Chooses Energiron DR Technology“. Steel Times International. 1. Juni 2023. <https://www.steeltimesint.com/news/salzgitter-flachstahl-chooses-energiron-dr-technology>.
- Murphy, Martin, und Isabelle Wermke. 2024. „Stahlbranche: Thyssen-Krupp Steel will Kapazitäten verringern und plant Stellenabbau“. Handelsblatt, 11. April 2024, Abschn. Unternehmen > Industrie. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stahlbranche-thyssen-krupp-steel-will-kapazitaeten-verringern-und-plant-stellenabbau/100030931.html>.
- Nayak-Luke, R.M., C. Forbes, Z. Cesaro, R. Bañares-Alcántara, und K.H.R. Rouwenhorst. 2021. „Techno-Economic Aspects of Production, Storage and Distribution of Ammonia“. In Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector, 191–207. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820560-0.00008-4>.
- NDR (Norddeutscher Rundfunk). 2023. „Rostocker Versuchsanlage: So entsteht Wasserstoff aus Ammoniak“, 19. Juli 2023. <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Rostocker-Versuchsanlage-So-entsteht-Wasserstoff-aus-Ammoniak,ammoniakcracker102.html>.
- NEOM. 2020. „Air Products, ACWA Power & NEOM Sign Agreement for Production Facility“. NEOM Firmen-Webseite. 7. Juli 2020. <https://www.neom.com/en-us/newsroom/air-products--acwa-power-and-neom-sign-agreement>.
- Neumann, Fabian, Johannes Hampf, und Tom Brown. 2024. „Energy Imports and Infrastructure in a Carbon-Neutral European Energy System“. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2404.03927>.
- Neuwirth, Marius, Tobias Fleiter, Pia Manz, und René Hofmann. 2022. „The Future Potential Hydrogen Demand in Energy-Intensive Industries - a Site-Specific Approach Applied to Germany“. Energy Conversion and Management 252 (Januar):115052. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115052>.
- Njovu, Geoffrey. 2023. „Unlocking Ammonia Offtake through a Fully Functional Import Supply Chain“. Ammonia Energy Association. 25. Mai 2023. <https://ammoniaenergy.org/articles/unlocking-ammonia-offtake-through-a-fully-functional-import-supply-chain/>.
- NKR (Nationaler Normenkontrollrat). 2023. „Weniger, einfacher, digitaler. Bürokratie abbauen. Deutschland zukunftsfähig machen.“ Berlin: NKR. <https://www.normenkontrollrat.bund.de/Webs/NKR/SharedDocs/Downloads/DE/Jahresberichte/2023-jahresbe->

- richt.pdf?_blob=publicationFile&v=5.
- Nyaungwa, Nyasha. 2023. „Namibia Starts Construction of Africa’s First Decarbonised Iron Plant“. Reuters, 7. November 2023, Abschn. Sustainability. <https://www.reuters.com/sustainability/namibia-starts-construction-africas-first-decarbonised-iron-plant-2023-11-07/>.
- OCI Global. 2023. „OCI Global to Double Its Green Methanol Capacity in the US“. OCI Global Webseite. 13. September 2023. <https://oci-global.com/news-stories/press-releases/oci-global-to-double-its-green-methanol-capacity-in-the-us/>.
- OCI N.V. 2022. „Pressemitteilung: OCI N.V. to Expand Port of Rotterdam Ammonia Import Terminal to Meet Emerging Large-Scale Low-Carbon Hydrogen and Ammonia Demand in the Energy Transition“. Amsterdam, Niederlande: OCI N.V. <https://oci-global.com/news-stories/press-releases/oci-n-v-to-expand-port-of-rotterdam-ammonia-import-terminal-to-meet-emerging-large-scale-low-carbon-hydrogen-and-ammonia-demand-in-the-energy-transition/>.
- OEC (The Observatory of Economic Complexity). o. J. „Ethylene in Germany“. OEC-Webseite. Zugriffen 15. Juli 2024. <https://oec.world/en/profile/bilateral-product/ethylene/reporter/deu>.
- Ørsted A/S. 2023. „Ørsted Opens a New Era in Green Shipping by Breaking Ground on Europe’s Largest e-Methanol Project“. Ørsted A/S Webseite. 4. Mai 2023. <https://orsted.com/en/media/news/2023/05/13682622>.
- Parkes, Rachel. 2024. „Green Hydrogen Is Too Expensive to Use in Our EU Steel Mills, Even Though We’ve Secured Billions in Subsidies“. Hydrogen Insight. 21. Februar 2024. <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/green-hydrogen-is-too-expensive-to-use-in-our-eu-steel-mills-even-though-we-secured-billions-in-subsidies/2-1-1601199>.
- Power Technology. 2024. „Power Plant Profile: Liquid Sunshine Lanzhou Solar PV Park, China“. Power Technology. 21. Oktober 2024. <https://www.power-technology.com/marketdata/power-plant-profile-liquid-sunshine-lanzhou-solar-pv-park-china/>.
- Prognos AG. 2016. „Volkswirtschaftliche Folgen einer Schwächung der Stahlindustrie in Deutschland“. Freiburg: Prognos AG. https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20160331_prognos_wvstahl_gutachten_final_01.pdf.
- Proton Ventures. 2023. „Vesta Terminals for First Independent Ammonia Terminal“. Proton Ventures Webseite. 20. November 2023. <https://protonventures.com/geen-categorie/proton-ventures-awarded-feed-by-vesta-terminals-for-first-independent-ammonia-terminal-of-north-west-europe/>.
- Reiprich, Niklas. 2021. „Salzgitter AG startet Bau von Eisenerz-Direktreduktionsanlage“. stahl + eisen (Maenken Kommunikation GmbH). 19. Mai 2021. <https://www.stahleisen.de/2021/05/19/salgitter-ag-startet-bau-von-eisenerz-direktreduktionsanlage/>.
- Reuters. 2024. „Norway’s Equinor Scraps Plans to Export Blue Hydrogen to Germany“. Reuters, 21. September 2024, Abschn. Energy. <https://www.reuters.com/business/energy/norways-equinor-scraps-plans-export-blue-hydrogen-germany-2024-09-20/>.
- RH2C. o. J. „Tumbler Ridge Methanol Project“. Renewable Hydrogen Canada Corporation Webseite. Zugriffen 14. Juli 2024. <https://www.rh2ca.com/>.
- RWE. o. J. „RWE at the Brunsbüttel Location“. RWE Firmen-Webseite. Zugriffen 14. Juli 2024. <https://www.rwe.com/en/research-and-development/project-plans/brunsbuettel-project-location/>.
- Saarstahl. 2023. „Meilenstein auf dem Weg zur grünen Transformation – Robert Habeck stellt 2,6 Milliarden Euro Förderung für die saarländische Stahlindustrie in Aussicht - SHS“. Saarstahl Firmen-Webseite. 11. Dezember 2023. <https://www.saarstahl.com/aktuelles/pressemitteilungen/robert-habeck-stellt-2-6-milliarden-euro-forderung-fur-die-saarlandische-stahlindustrie-in-aussicht/?id=14650>.
- Salmon, Nicholas, und René Bañares-Alcántara. 2021. „Green Ammonia as a Spatial Energy Vector: A Review“. Sustainable Energy & Fuels 5 (11): 2814–39. <https://doi.org/10.1039/D1SE00345C>.
- Salzgitter AG. 2023a. „Meilenstein bei SALCOS® erreicht — Salzgitter AG vergibt Auftrag für Direktreduktionsanlage“. Salzgitter AG Firmen-Webseite. 24. Mai 2023. <https://www.salgitter-ag.com/de/newsroom/pressemitteilungen/details/meilenstein-bei-salcos-erreicht-salgitter-ag-vergibt-auftrag-fuer-direktreduktionsanlage-20791.html>.
- . 2023b. „Salzgitter AG erhält Bescheid für staatliche Förderung des SALCOS®-Programms zur CO2-armen Stahlproduktion“. Salzgitter AG Firmen-Webseite. 18. April 2023. <https://www.salgitter-ag.com/de/newsroom/pressemitteilungen/details/salgitter-ag-erhaelt-bescheid-fuer-staatliche-foerderung-des-salcosr-programms-zur-co2-armen-stahlproduktion-20702.html>.
- . o. J. „µDRAL“. SALCOS Projekt-Webseite. Zugriffen 13. November 2024. <https://salcos.salgitter-ag.com/en/mydral.html>.
- Samadi, Sascha, Andreas Fischer, und Stefan Lechtenböhmer. 2023. „The Renewables Pull Effect: How Regional Differences in Renewable Energy Costs Could Influence Where Industrial Production Is Located in the Future“. Energy Research & Social Science 104 (Oktober):103257. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103257>.
- Samadi, Sascha, Stefan Lechtenböhmer, Peter Viebahn, und Andreas Fischer. 2021. „Renewables Pull - Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71 (7–8): 10–13. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-77936>.
- Scheinert, Christian. 2023. „EU’s Response to the US Inflation Reduction Act (IRA)“. Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies; European Parliament. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2023/740087/IPOL_IDA\(2023\)740087_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2023/740087/IPOL_IDA(2023)740087_EN.pdf).
- Schneider, Clemens. 2022. „Steel Manufacturing Clusters in a Hydrogen Economy – Simulation of Changes in Location and Vertical Integration of Steel Production in Northwestern Europe“. Journal of Cleaner Production 341 (März):130913. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130913>.
- Schwarz, Magnus. 2022. „Vallourec schließt zwei Werke in Deutschland“. prozesswaerme.net. 19. Mai 2022. <https://prozesswaerme.net>.

- [net/wirtschaft-und-unternehmen/vallourec-schliesst-zwei-werke-in-deutschland/](https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stahlhersteller-zu-hohe-energiekosten-arcelor-mittal-stellt-produktion-an-zwei-deutschen-standorten-ein/28653048.html).
- Seckel, Timm. 2022. „Zu hohe Energiekosten: Arcelor-Mittal stellt Produktion an zwei deutschen Standorten ein“, 2. September 2022, Abschn. Unternehmen — Industrie. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/stahlhersteller-zu-hohe-energiekosten-arcelor-mittal-stellt-produktion-an-zwei-deutschen-standorten-ein/28653048.html>.
- Shawkat, Aylin, Julia Metz, Lotte Straathof, Elena Georgarakis, Ioana Simon, Julia Okatz, und Sophie Herrmann. 2023. „Resilienter Klimaschutz durch eine zirkuläre Wirtschaft — Perspektiven und Potenziale für energieintensive Grundstoffindustrien“. Berlin: Agora Industrie. <https://www.agora-industrie.de/publikationen/resilienter-klimaschutz-durch-eine-zirkulaere-wirtschaft>.
- Shumkov, Ivan. 2015. „OCI to take over Dutch bio-methanol producer BioMCN“. Renewables Now. 15. Juni 2015. <https://renewables-now.com/news/oci-to-take-over-dutch-bio-methanol-producer-biomcn-480543/>.
- SKW (Stickstoffwerke) Piesteritz GmbH. 2021. „SKW Piesteritz drosselt Ammoniakproduktion“. SKW Piesteritz Webseite. 5. Oktober 2021. <https://www.skwp.de/media-center/aktuelles/mitteilungen/presse-detail/skw-piesteritz-drosselt-ammoniakproduktion/>.
- Södra. o. J. „Refuelling the Future“. Södra Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://www.sodra.com/en/global/Bioproducts/biomethanol/>.
- Soloveichik, Grigorii. 2019. „Electrochemical Synthesis of Ammonia as a Potential Alternative to the Haber–Bosch Process“. Nature Catalysis 2 (5): 377–80. <https://doi.org/10.1038/s41929-019-0280-0>.
- State of Green. 2023. „The World’s Biggest Commercial e-Methanol Plant“. State of Green Webseite. 25. September 2023. <https://stateofgreen.com/en/solutions/the-worlds-biggest-commercial-e-methanol-plan/>.
- Statista GmbH. o. J.-a. „Ammoniak: Produktion in Deutschland bis 2023“. Statista Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1285585/umfrage/ammoniakproduktion-in-deutschland/>.
- . o. J.-b. „Ethylene Prices per Ton 2022“. Statista Webseite. Zugegriffen 15. Juli 2024. <https://www.statista.com/statistics/1170573/price-ethylene-forecast-globally/>.
- Statistisches Bundesamt. 2019a. „Außenhandelsstatistik, Tabelle 51000-0005, Jahr 2019, GP19, 4-Steller“. <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019b. „Energieverwendung der Betriebe im Verarb. Gewerbe — Energieverbrauch der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Nutzung des Energieverbrauchs, Wirtschaftszweige, Energieträger. Tabelle 43531-0001, Jahr 2019.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019c. „Input-Output-Rechnung — Input-Output-Tabelle (Revision 2019) - Inländische Produktion (Herstellingspreise): Deutschland, Jahre (bis 2021). Tabelle 81511-0004, Jahr 2019.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019d. „Kostenstrukturerhebung im Verarb. Gewerbe, Bergbau — Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige. Tabellen 42251-0001 und 42251-0004, Jahr 2019, WZ08, 2-, 3- und 4-Steller.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019e. „Luftemissionsrechnung — Treibhausgasemissionen: Deutschland, Jahre, Entstehungsart der Emissionen, Treibhausgasarten, Wirtschaftszweige. Tabelle 85111-0005, Jahr 2019.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019f. „Vierteljährliche Produktionserhebung i.Verarb.Gew. — Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis. Tabellen 42131-0003 und 42131-0004, Jahr 2019.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- . 2019g. „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (VGR) des Bundes — Bruttowertschöpfung, Bruttoinlandsprodukt (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Tabelle 81000-0001, Jahr 2019.“ <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>.
- SteelOrbis Electronic Marketplace Inc. 2023. „Energy Prices Become Key Factor in European Metallurgical Market in 2022“. SteelOrbis Electronic Marketplace Inc. Webseite. 3. Februar 2023. <https://www.steelorbis.com/steel-news/latest-news/energy-prices-become-key-factor-in-european-metallurgical-market-in-2022-1277503.htm>.
- Stegra. 2022. „H2 Green Steel Has Pre-Sold over 1.5 Million Tonnes of Green Steel“. Stegra Firmen-Webseite. 10. Mai 2022. <https://stegra.com/news-and-stories/h2-green-steel-has-pre-sold-over-1.5-million-tonnes-of-green-steel-to-customers>.
- Stiewe, Clemens, Oliver Ruhnau, und Lion Hirth. 2022. „European Industry Responds to High Energy Prices: The Case of German Ammonia Production“. Kiel: EconStor (ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft). <https://www.econstor.eu/handle/10419/253251>.
- Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE (Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie). 2021. „Branchenausblick 2030+ — Die Chemieindustrie“. Berlin: Stiftung Arbeit und Umwelt der IGBCE. https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/211025_ig_publikationen_Studie_Chemieindustrie_web.pdf.
- Suzuki, Go, Natsuyo Uchida, Kosuke Tanaka, Osamu Higashi, Yusuke Takahashi, Hidetoshi Kuramochi, Naohisa Yamaguchi, und Masahiro Osako. 2024. „Global Discharge of Microplastics from Mechanical Recycling of Plastic Waste“. Environmental Pollution 348 (Mai):123855. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2024.123855>.
- Syclus BV. 2023. „Pressemitteilung: Syclus Choses Axens to Provide Atol® Technology for Europe’s First Ethanol-Based Renewable Ethylene Production Plant“. Geleen, Niederlande: Syclus BV. <https://www.syclus.nl/files/PRESSRELEASE20230703-1.pdf>.
- tagesschau.de. 2023. „BASF will weltweit 2600 Stellen streichen“. tagesschau.de, 24. Februar 2023. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/basf-stellenstreichungen-101.html>.
- Tata Steel Nederland BV. o. J. „Groen Staal-plan“. Tata Steel Nederland Firmen-Webseite. Zugegriffen 13. November 2024. <https://www.tatasteelnederland.com/duurzaamheid/groen-staal-plan>.
- Teuffer, Mareike. 2023. „VNG schließt Ammoniakkooperation mit norwegischer Yara“. energate messenger (energate GmbH). 24. April

2023. <https://www.energate-messenger.de/news/232239/vng-schliesst-ammoniakkoooperation-mit-norwegischer-yara>.
- The Australian Government the Treasury. 2024. „Hydrogen Production Tax Incentive — Consultation Paper“. Parkes, Australia: The Australian Government the Treasury. <https://treasury.gov.au/sites/default/files/2024-06/c2024-541265-cp.pdf>.
- thyssenkrupp Steel Europe AG. 2023a. „Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz Robert Habeck besucht thyssenkrupp: thyssenkrupp Steel erhält Förderung in einer Gesamthöhe von rund zwei Milliarden Euro durch Bund und Land“. thyssenkrupp Firmen-Website. 26. Juli 2023. <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presseedetailseite/bundesminister-fur-wirtschaft-und-klimaschutz-robert-habeck-besucht-thyssenkrupp--thyssenkrupp-steel-erhalt-forderung-in-einer-gesamthoe-von-rund-zwei-milliarden-euro-durch-bund-und-land-229073>.
- . 2023b. „EU-Kommission genehmigt Förderung des thyssenkrupp Steel Dekarbonisierungsprojektes ‚tkH2Steel‘ durch Bundes- und Landesregierung“. thyssenkrupp Firmen-Website. 20. Juli 2023. <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemeldungen/presseedetailseite/eu-kommission-genehmigt-forderung-des-thyssenkrupp-steel-dekarbonisierungsprojektes-tkh2steel-durch-bundes-und-landesregierung-228871>.
- . 2023c. „Unigel and Thyssenkrupp Nucera Sign Memorandum of Understanding to Increase Production Capacity of Green Hydrogen Plant“. Thyssenkrupp Firmen-Website. 13. März 2023. <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/unigel-and-thyssenkrupp-nucera-sign-memorandum-of-understanding-to-increase-production-capacity-of-green-hydrogen-plant-175720>.
- Trollip, Hilton, Bryce McCall, und Chris Bataille. 2022. „How Green Primary Iron Production in South Africa Could Help Global Decarbonization“. *Climate Policy* 22 (2): 236–47. <https://doi.org/10.1080/14693062.2021.2024123>.
- Tuck, Candice. 2023. „Mineral Commodity Summaries 2024“. Reston, USA: U.S. Geological Survey. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2023/mcs2023-iron-ore.pdf>.
- Ueckerdt, Falko, Philipp C. Verpoort, Rahul Anantharaman, Christian Bauer, Fiona Beck, Thomas Longden, und Simon Roussanaly. 2024. „On the Cost Competitiveness of Blue and Green Hydrogen“. *Joule* 8 (1): 104–28. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.12.004>.
- Uniper SE. 2021. „Uniper will Wilhelmshaven zum Knotenpunkt für klimafreundlichen Wasserstoff machen“. Uniper SE Firmen-Website. 14. April 2021. <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-will-wilhelmshaven-zum-knotenpunkt-fuer-klimafreundlichen-wasserstoff-machen>.
- U.S. Congress. 2022. Inflation Reduction Act of 2022; 117th Congress (2021-2022). H.R.5376. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>.
- U.S. Department of the Treasury. 2022. „Treasury Announces Guidance on Inflation Reduction Act’s Strong Labor Protections“. U.S. Department of the Treasury Webseite. 29. November 2022. <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy1128>.
- VCI (Verband der Chemischen Industrie). 2022a. „Chemiewirtschaft in Zahlen 2022“. Frankfurt am Main: VCI. <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2022.pdf>.
- . 2022b. „Konsenspapier: Eckpunkte zur Zukunft der deutschen Chemieindustrie“. Berlin: Zentrum Liberale Moderne. <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/libmod-vci-konsenspapier-chemie.pdf>.
- VCI (Verband der Chemischen Industrie) und VDI (Verein Deutscher Ingenieure). 2023. „Wie die Transformation der Chemie gelingen kann“. Frankfurt am Main: VCI und VDI. <https://www.vci.de/services/publikationen/chemistry4climate-abschlussbericht-2023.jsp>.
- Verpoort, Philipp C., Lukas Gast, Anke Hofmann, und Falko Ueckerdt. 2024. „Impact of Global Heterogeneity of Renewable Energy Supply on Heavy Industrial Production and Green Value Chains“. *Nature Energy* 9 (4): 491–503. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01492-z>.
- VNG AG. 2023. „EnBW, VNG and JERA plan feasibility study for an ammonia cracker demonstration plant in Rostock“. VNG AG Webseite. 6. Dezember 2023. <https://www.vng.de/en/newsroom/2023-06-12-enbw-vng-and-jera-plan-feasibility-study-ammonia-cracker-demonstration-plant>.
- Vogel, Klemens. 2022. „BASF: Stellenabbau in Europa, Investition in China“. ftd.de Media GmbH. 28. Oktober 2022. <https://www.ftd.de/unternehmen/industrie/basf-stellenabbau-in-europa-investition-in-china/>.
- Vogl, V., F. Sanchez, E. Torres Morales, T. Gerres, F. Lettow, A. Bhaskar, C. Swalec, u. a. 2024. „Green Steel Tracker“. Stockholm, Schweden: Leadership Group for Industry Transition (LeadIT). www.industrytransition.org/green-steel-tracker/.
- Vogl, Valentin, Max Åhman, und Lars J. Nilsson. 2018. „Assessment of Hydrogen Direct Reduction for Fossil-Free Steelmaking“. *Journal of Cleaner Production* 203 (Dezember):736–45. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.279>.
- Wakim, Ghassan. 2022. „Mögliche Preisbildungssysteme für einen globalen kohlenstoffarmen Wasserstoffmarkt“. Clean Air Task Force (blog). 13. Oktober 2022. <https://www.catf.us/de/2022/10/potential-pricing-regimes-global-low-carbon-hydrogen-market/>.
- Wirtschaftsforum der SPD. 2022. „Zukunft Mittelstand“. Berlin: Wirtschaftsforum der SPD. https://www.spd-wirtschaftsforum.de/wp-content/uploads/2022/09/Zukunft_Mittelstand_Wirtschaftsforum_20220914.pdf.
- . 2023. „Studie bestätigt: Nichts belastet den Mittelstand mehr als Bürokratie“. Wirtschaftsforum der SPD Webseite (blog). 13. September 2023. <https://www.spd-wirtschaftsforum.de/presse/studie-bestaetigt-nichts-belastet-den-mittelstand-mehr-als-buerokratie/>.
- Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags, Fachbereich WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung. 2018. „Energieverbrauch bei der Produktion von mineralischem Stickstoffdünger“. Aktenzeichen WD 8-3000-088/18. Berlin: Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags. <https://www.bundestag.de/resource/blob/567976/b->

- [b4895f14291074b0a342d4c714b47f8/wd-8-088-18-pdf-data.pdf](https://www.wto.org/english/whatis/t/tif080818.pdf).
- World Steel Association. 2023. „World Steel in Figures 2022“. Industry Association Website. World Steel Association Website. 2023. <https://worldsteel.org/steel-topics/statistics/world-steel-in-figures-2023/>.
- World Trade Organization (WTO). o. J.-a. „Agreement on Subsidies and Countervailing Measures (“SCM Agreement”)“. Governmental Website. Subsidies and Countervailing Measure: Overview. Zugegriffen 26. August 2024. https://www.wto.org/english/tratop_e/scm_e/subs_e.htm.
- . o. J.-b. „The General Agreement on Tariffs and Trade (GATT 1947)“. Governmental Website. Zugegriffen 26. August 2024. https://www.wto.org/english/docs_e/legal_e/gatt47_01_e.htm.
- Wu, Wanying, Haibo Zhai, und Eugene Holubnyak. 2024. „Technological Evolution of Large-Scale Blue Hydrogen Production toward the U.S. Hydrogen Energy Earthshot“. *Nature Communications* 15 (1): 5684. <https://doi.org/10.1038/s41467-024-50090-w>.
- WV (Wirtschaftsvereinigung) Stahl. 2022. „Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland“. Berlin: WV Stahl. https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2022_RZ_neu_Web.pdf.
- . 2024a. „Aktuelle Konjunkturinformationen“. Webseite der WV Stahl. 22. Oktober 2024. <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/konjunkturinformationen/>.
- . 2024b. „Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie“. Berlin: WV Stahl. https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Statistisches-Jahresbuch-23-24_Web.pdf.
- . o. J. „Stahl-Eisen-Liste (Register europäischer Stähle)“. Webseite der WV Stahl. Zugegriffen 12. Juli 2024. <https://stahldaten.de/stahldat-sx/stahl-eisen-liste/>.
- Yara International ASA. 2021a. „Green Ammonia from HEGRA to Secure Norwegian Competitiveness“. Yara International ASA Firmen-Webseite. 16. August 2021. <https://www.yara.com/corporate-releases/green-ammonia-from-hegra-to-secure-norwegian-competitiveness/>.
- . 2021b. „Yara Ammonia Curtailment Volume Update“. Yara International ASA Firmen-Webseite. 15. Dezember 2021. <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-ammonia-curtailment-volumeupdate/>.
- . 2021c. „Yara Curtails Ammonia Production Due to Increased Natural Gas Prices“. Yara International ASA Firmen-Webseite. 17. September 2021. <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-curtails-ammonia-production-due-to-increased-natural-gas-prices/>.
- . 2022a. „HEGRA — the Green Catalyst for Hydrogen in Europe“. Oslo, Norwegen: Yara International. <https://ebcd.org/wp-content/uploads/2022/05/YCA-HEGRA-brochure-EN.pdf>.
- . 2022b. „Yara Curtails Production Due to Increased Natural Gas Prices“. Yara International ASA Firmen-Webseite. 9. März 2022. <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-curtails-production-due-to-increased-natural-gas-prices/>.
- . 2023. „Germany Kicks-off a Significant Reduction of CO2 Footprint in Cereal Crops“. Yara International ASA Firmen-Webseite. 2. Oktober 2023. <https://www.yara.com/corporate-releases/germany-kicks-off-a-significant-reduction-of-co2-footprint-in-cereal-crops/>.
- Yermolenko, Halina. 2024. „Blastr Green Steel Raises Funds for Green Steel Project“. GMK Center. 27. Juni 2024. <https://gmk.center/en/news/blastr-green-steel-raises-funds-for-green-steel-project/>.
- Zinke, Olaf. 2023. „Düngerimporte aus Russland: Wie abhängig ist Deutschland?“ *agrarheute*. 16. Oktober 2023. <https://www.agrar-heute.com/management/agribusiness/duengerimporte-russland-abhaengig-deutschland-612063>.



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

Folgen Sie dem Ariadnefaden:



@AriadneProjekt



Kopernikus-Projekt Ariadne



ariadneprojekt.de

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

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 27 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Technische Universität Nürnberg | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung