

WORKING PAPER FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Nummer 260, November 2022

H2-Transformation der Stahlindustrie und des Energieanlagenbaus

André Küster Simic und Janek Schönfeldt

Auf einen Blick

Mit der „Grünen Transformation“ gehen technologische-, ökonomische-, und personalwirtschaftliche Herausforderungen einher. Für die Wasserstoffversorgung und die Stahlindustrie sowie für den Energieanlagenbau analysiert das Working Paper wesentliche Einflussfaktoren und szenariobasierte Auswirkungen auf Beschäftigung und Qualifikationsanforderungen in der Stahlindustrie. Zusammenfassend werden Handlungsempfehlungen für Industriepolitik und betriebspolitische Arbeit abgeleitet.

Autoren

Prof. Dr. Küster Simic, André, ist geschäftsführender Gesellschafter der Q&A Banner · Küster Unternehmensberatung GmbH und Professor für Allgemeine Betriebswirtschaftslehre mit dem Schwerpunkt Unternehmensrechnung an der HSBA Hamburg School of Business Administration.

Schönfeldt, Janek, ist Mitarbeiter der Q&A Banner · Küster Unternehmensberatung GmbH.

© 2022 by Hans-Böckler-Stiftung
Georg-Glock-Straße 18, 40474 Düsseldorf
www.boeckler.de



„H2-Transformation der Stahlindustrie und des Energieanlagenbaus“ von André Küster Simic und Janek Schönfeldt ist lizenziert unter

Creative Commons Attribution 4.0 (BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell.

(Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/de/legalcode>)

Die Bedingungen der Creative-Commons-Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Schaubildern, Abbildungen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.

ISSN 2509-2359

Inhalt

Abbildungen.....	5
Abkürzungsverzeichnis	9
1. Einleitung und Forschungsfragen.....	10
1.1 Rahmenbedingungen	14
1.2 Methodische Vorgehensweise und Daten.....	18
2. Ausblick auf die Entwicklung der Wasserstoffversorgung.....	21
Potenzielle technologische Pfade für die Wasserstoffelektrolyse	21
Einschätzungen zu den Einflussfaktoren auf die Wasserstoffversorgung	23
Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Wasserstoffversorgung	25
3. Ausblick auf die Entwicklung der Stahlproduktion	37
3.1 Primärstahlproduktion.....	37
Technologischer Pfad zur Transformation der Primärstahlproduktionsroute	37
Einschätzungen zu den Einflussfaktoren der Transformation.....	38
Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation	40
3.2 Sekundärstahlproduktion	49
Elektrolichtbogenofen-Route.....	49
Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation ...	50
3.3 Weiterverarbeitung	54
Weiterverarbeitungsschritte	54
Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation	55
4. Energieanlagenbau.....	57
Abgrenzung des Energieanlagenbaus	57
Transformation der Stromerzeugung	57
Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation	59

5. Szenarien für die wasserstoffbasierte Transformation der Primärstahlproduktion	62
5.1 Basisszenario „Neue Welt“	67
5.2 Szenario „(Verkürzte) verlängerte Werkbank“	77
6. Prognostizierte Beschäftigungseffekte und Qualifikationsbedarfe sowie Qualifizierungskosten in der Primärstahlproduktion	82
7. Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen	96
Literaturverzeichnis	102
Anhang	106

Abbildungen

Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 2020 nach Sektoren (Mio. Tonnen CO ₂ -Äquivalent).....	15
Abbildung 2: Ist-Emissionen vs. zulässige Emissionen im Industriesektor gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (in Mio. Tonnen CO ₂)	16
Abbildung 3: Capex der verschiedenen Elektrolyseverfahren (in €/kW)	22
Abbildung 4: Einflussfaktoren auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland bis 2030 (n=5; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch).....	24
Abbildung 5: Einflussfaktoren auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland 2045 (n=5; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch)	24
Abbildung 6: H ₂ -Nachfrage in Deutschland (Interviewvorgabe in Mio. Tonnen) sowie Einschätzung der Expert:innen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)	26
Abbildung 7: H ₂ -Nachfrage in Deutschland als Bandbreite aktueller Studien (in Mio. Tonnen H ₂).....	27
Abbildung 8: H ₂ -Produktions- und Importmengen in Deutschland (Interviewvorgabe in Mio. Tonnen) und Einschätzung der Expert:innen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch).....	28
Abbildung 9: H ₂ -Elektrolysekapazitäten in Deutschland (Interviewvorgabe in GW) und Einschätzung der Expert:innen, ob Elektrolysekapazitäten an Standorten großer Verbraucher entstehen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)	29
Abbildung 10: Zusammenfassende Einschätzung der Expert:innen anhand der ausgewählten Determinanten	30
Abbildung 11: Länder/Regionen und Transportweg für H ₂ Importe (schematisch).....	31
Abbildung 12: Gestehungskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2025 nach Regionen (Basis 250 MW, in €/kg).....	32
Abbildung 13: Transportkosten (€/kg) nach Transportentfernung (km) und Transportart.....	33
Abbildung 14: H ₂ Bereitstellungskosten in Deutschland gemäß aktuellen Studien (Bandbreite in €/kg H ₂)	34
Abbildung 15: Indikative Abschätzung von Bereitstellungskosten entlang ausgewählter Regionen 2025 im Vergleich zu prognostizierten Bereitstellungskosten der deutschen Produktion 2030/2045 (in €/kg)...	35

Abbildung 16: Einflussfaktoren für eine grüne Primärstahlproduktion in Deutschland bis 2030 (n=9; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch).....	39
Abbildung 17: Einflussfaktoren für eine grüne Primärstahlproduktion in Deutschland bis 2045 (n=9; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch).....	40
Abbildung 18: Prognose zu der Rohstahlproduktion in Deutschland als Diskussionsgrundlage (in Mio. Tonnen) und Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch).....	41
Abbildung 19: Einschätzung der Rohstahlproduktion 2030 in Deutschland aus den Expert:inneninterviews (in Mio. Tonnen) im Vergleich zu der Bandbreite der Metastudie „Emissionsfreie Stahlerzeugung“	42
Abbildung 20: Einschätzung der Rohstahlproduktion 2045 in Deutschland aus den Expert:inneninterviews (in Mio. Tonnen) im Vergleich zu der Bandbreite der Metastudie „Emissionsfreie Stahlerzeugung“	43
Abbildung 21: Capex für die Transformation der Primärstahlproduktion (in €/t) sowie Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch; 5=sehr realistisch)	44
Abbildung 22: Produktionskosten für die Primärstahlerzeugung nach Produktionsverfahren 2021 (€/t, ohne Capex)	45
Abbildung 23: Heutige Opex der H2-basierten Direktreduktion vs. Opex der Hochofenroute (in €/t) sowie Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch; 5=sehr realistisch)	46
Abbildung 24: Gefahren nach Einschätzung der Expert:innen	47
Abbildung 25: Forderung der Expert:innen an die Politik.....	48
Abbildung 26: CO2-Emissionen (in Tonnen) pro Tonne Rohstahl	50
Abbildung 27: Industriestrompreise ausgewählter Länder (Stand 2. Halbjahr 2021, in Cent/kwh)	51
Abbildung 28: Industriestrompreis in Deutschland (in Cent/KWh)	52
Abbildung 29: Herausforderungen für die Sekundärstahlindustrie nach Einschätzung der Expert:innen.....	54
Abbildung 30: Anteile der im Inland produzierten und ins Netz eingespeisten Strommenge im 1. Halbjahr 2022	58
Abbildung 31: Prognostizierter Bruttostromverbrauch in Deutschland (in TWh)	59
Abbildung 32: Einordnung der Szenarien auf Basis der ermittelten Einflussfaktoren.....	63
Abbildung 33: Durch Interviews abgedeckte Primärstahlproduktion in Deutschland auf Basis von 28 Mio. Tonnen Jahresproduktion (in %) ...	64

Abbildung 34: Prognostizierter Ausstiegspfad der Unternehmen (Anzahl Hochöfen in %) im Zeitverlauf (Jahre 2022 bis 2045 in %)	65
Abbildung 35: Absenkung freier Zuteilungen (gemäß Vorschlag EU-Parlament, Zustellung der Hochöfen nach Altersstruktur der Anlagen (Anzahl Anlagen bei 18 Jahren Lebensdauer) und prognostizierter Ausstiegspfad der Unternehmen (Anzahl Hochöfen)	66
Abbildung 36: Abschmelzen der kostenlosen ETS-Zertifikate für die Industrie gemäß Vorschlag der EU-Kommission (2021) und Vorschlag des EU-Parlaments (2022) (in %, 2025 = 100%)	69
Abbildung 37: Primärstahlproduktion nach Produktionsverfahren und Weiterverarbeitung (in Mio. Tonnen)	72
Abbildung 38: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten im Basisszenario bei Verwendung von Erdgas und Wasserstoff (in %)	73
Abbildung 39: H2-Produktion in Deutschland und H2-Importe nach Deutschland für die Verwendung in Primärstahlproduktion (in Mio. Tonnen)	74
Abbildung 40: Elektrolysekapazität (in GW) und jährliche Strombedarfe für die Elektrolyse (in TWh) für die Primärstahlproduktion	75
Abbildung 41: Roheisen/Eisenschwammproduktion nach Produktionsverfahren im Zeitverlauf (in Mio. Tonnen p.a.)	76
Abbildung 42: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten sowie H2-Verfügbarkeit im Basisszenario (in %)	77
Abbildung 43: Primärstahlproduktion nach Produktionsverfahren und Weiterverarbeitung (in Mio. Tonnen)	79
Abbildung 44: Roheisen/Eisenschwammproduktion nach Produktionsverfahren im Zeitverlauf (in Mio. Tonnen p.a.)	80
Abbildung 45: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten sowie H2-Verfügbarkeit im Szenario „verlängerte Werkbank“ (in %)	81
Abbildung 46: Beschäftigung in der Stahlindustrie 2021 (in FTE) und Anteil der im Rahmen der Studie abgedeckten Interviews (in % der Primärstahlproduktion 2021)	83
Abbildung 47: Einfluss der Transformation entlang der Unternehmensbereiche (schematisch)	84
Abbildung 48: Beschäftigung in der Primär- und Sekundärstahlindustrie 2021 (in FTE) sowie prozentualer Anteil der wesentlichen Primärstahlproduktionsbereiche (in %)	85

Abbildung 49: „Typisierte Clusterung“ (schematisch)	87
Abbildung 50: Beschäftigungsstruktur entlang der „Kernbereiche für die Transformation“ (in FTE)	88
Abbildung 51: Netto-Beschäftigungseffekt in den „Kernbereichen der Transformation“ (in %).....	89
Abbildung 52: Altersstruktur erwerbstätiger Personen in Deutschland 2021 (in %)	90
Abbildung 53: Fachkräftemangel in Deutschland (Anteil der Unternehmen in %)	91
Abbildung 54: Gegenüberstellung Netto-Beschäftigungseffekt sowie Renteneintritte und „ältere Mitarbeiter“ (indikativ, in %)	92
Abbildung 55: „Beschäftigungslücke“ aufgrund von Personalüberhang, Renteneintritten sowie Ausscheiden (indikativ, in %; Renteneintritte (67+) = untere Bandbreite, Ausscheiden (60+) = obere Bandbreite).....	93
Abbildung 56: Bandbreite kumulierter Kosten – Personalkosten Überhang sowie Qualifizierungskosten mittelbar- und unmittelbar betroffener Mitarbeiter (indikativ, in Mio. €).....	95

Tabellen

Tabelle 1: Wasserstoff Nachfrage und Erzeugung pro Jahr in Deutschland in TWh	107
Tabelle 2: Annahmen zu Produktionsmengen und Treibhausgasemissionen im Rahmen der zwei Szenarien.....	113

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital Expenditures
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CfD	Contracts for Difference
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DRI	Direct reduced Iron
EAF	Electric Arc Furnace
EU ETS	EU Emissions Trading System
FID	Final Investment Decision
FTE	Full Time Equivalent
H ₂	Wasserstoff
HBI	Hot Briquetted Iron
HR	Human Resources
IHK	Industrie- und Handelskammer
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
ITO	Independent Transmission Operator
KSG	Klimaschutzgesetz
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LNG	Liquefied Natural Gas
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NH ₃	Ammoniak
OPEX	Operational Expenditures
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse-Verfahren
PV	Photovoltaik
SOEL	Solid Oxid Electrolysis
TEN-T	Transeuropäischen Netzwerks
WZ	Wirtschaftszweig

1. Einleitung und Forschungsfragen

Die europäische Union möchte 2050 klimaneutral werden, Deutschland bereits 2045. Das Erreichen der Klimaziele weltweit ist für bestehende und zukünftige Generationen entscheidend für eine lebenswerte Welt. Die grüne Transformation der Wirtschaft ist hierbei ein entscheidender Faktor. Häufig wird in der Literatur beschrieben, wie die grüne Transformation technisch gelingen kann und mit welchen (volks-)wirtschaftlichen Kosten sie verbunden ist. Die Transformation muss aber auch sozial gelingen. Industrielle Arbeitsplätze in Europa und insbesondere in Deutschland tragen entscheidend zum Wohlstand bei, sie zeichnen sich häufig durch gute Arbeitsbedingungen und tarifliche Regelungen sowie in Teilen durch eine gelebte Mitbestimmungskultur aus. Darüber hinaus ist die grüne Transformation auch eine personalwirtschaftliche – eine menschliche – Herausforderung. Diesem Umstand wird bisher zu wenig Rechnung getragen.

Zunächst einmal geht es vordergründig um technologische Fragen, die Verfügbarkeit von ausreichend und wettbewerbsfähigen grünen Wasserstoff sowie wirtschaftliche Fragen der betroffenen Branchen. In dieser Studie sollen zwei Branchen betrachtet werden, die Stahlindustrie und der Energieanlagenbau, wobei der Schwerpunkt auf der Stahlindustrie liegt. Es werden technologische sowie wirtschaftliche Fragen beleuchtet.

Zudem wird übergeordnet die Verfügbarkeit von wettbewerbsfähigem grünem Wasserstoff analysiert. Hierzu existieren bereits zahlreiche Studien – gut zusammengefasst in der vom Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWW) beauftragten und von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH durchgeführten Meta-Studie „Emissionsfreie Stahlerzeugung“. Der Innovationsgrad der vorliegenden Studie liegt zum einen in der Methodik. Es werden die Erkenntnisse durch Befragung von Expert:innen gewonnen. Zudem werden mithilfe der Szenarioanalyse (fiktive) zukünftige Welten für die Stahlindustrie auch im Hinblick auf die Wasserstoffversorgung beschrieben. Zum anderen werden nach Kenntnis der Autoren auch erstmalig inhaltliche Fragestellungen eingehender beleuchtet.

Der Einsatz neuer Technologien führt zu Beschäftigungseffekten und Veränderungen der Arbeitsinhalte und -abläufe. Darüber hinaus müssen Menschen für die neuen Technologien parallel zum laufenden Betrieb qualifiziert werden. Das stellt Mitarbeitende, Unternehmen sowie die betriebliche Mitbestimmung vor größere Herausforderungen. Die vorliegende Studie wird hierzu am Beispiel der Stahlindustrie erstmalig nach Kenntnis der Autoren einen eingehenderen Beitrag leisten.

Der technologische Pfad der grünen Transformation der Stahlindustrie ist Stand heute klar vorgezeichnet, wobei sich Technologie immer weiterentwickelt. In der Stahlindustrie ist bei der Stahlerzeugung die Direktreduktion mittels grünen Wasserstoffs mit anschließender Einschmelzung häufig mit

Elektrolichtbogenöfen der Pfad. Im Energieanlagenbau ist der Pfad nicht so klar beschrieben, es existieren aber zahlreiche Ideen und konkrete Projekte.

Für die Transformation zahlreicher Industrien, so auch der Stahlindustrie, wird grüner Wasserstoff benötigt. Unabdingbare Voraussetzungen dafür sind, günstiger – oder treffender formuliert – grüner Strom für die Elektrolyse sowie eine Infrastruktur, die den Wasserstoff (oder Derivate oder Vorprodukte) an den Produktionsstandorten zur Verfügung stellt. Die Fragen, wo zukünftig Elektrolyse stattfinden wird und wie die Versorgung mit Wasserstoff am Beispiel deutscher Stahlunternehmen erfolgen kann, werden in der vorliegenden Studie beantwortet.

Auch die ökonomischen Rahmenbedingungen werden am Beispiel der Stahlindustrie beleuchtet. Durch das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU-ETS) und den nationalen Emissionshandel in Deutschland (nEHS) werden konventionelle Produktionsverfahren mit Treibhausemissionen perspektivisch immer unwirtschaftlicher, sodass auf der einen Seite ökologische Kosten privatisiert und auf der anderen Seite ein Anreiz zur grünen Transformation ausgelöst wird.

Die grüne Transformation erfordert häufig von den Unternehmen größere Investitionen (Capex) und erhöhen anfänglich die Produktionskosten (Opex), ist somit aus einzelwirtschaftlicher Sicht eine Kostenbelastung. Durch partielle Förderung der Capex und temporären Ausgleich erhöhter Opex, u. a. durch sog. Contracts for Difference (CfD), können diese Belastungen reduziert und für die Unternehmen tragbar gestaltet werden. Hinzu dürfte das Entstehen von grünen (Leit-)Märkten kommen. Allerdings ist zu beachten, dass zahlreiche Unternehmen im internationalen Wettbewerb stehen. Europäische und deutsche Unternehmen müssen hier trotz ETS-Systemen und Kosten für die grüne Transformation gleiche Wettbewerbsbedingungen, sog. Level Playing Field, vorfinden, wie internationale Unternehmen, die möglicherweise nicht derartigen Regelungen unterliegen. Hierfür soll neben den angesprochenen Förderungen auch die – nach Transformationsmöglichkeiten einer Branche abschmelzende – freie Zuteilung von Emissionszertifikaten und der geplante Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) sorgen.

Das erfolgreiche Zusammenspiel der Mechanismen ist entscheidend für den Erhalt der europäischen und deutschen Industrie und somit für das Verhindern des sog. Carbon-Leakage. Der Stahlindustrie mit ihren rd. 89.000 Beschäftigten (Statistisches Bundesamt, 2022) kommt hierbei eine hervorgehobene Bedeutung zu, da sie am Beginn zahlreicher Wertschöpfungsketten steht und bis zu 4 Millionen Beschäftigte an diesen Wertschöpfungsketten hängen (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2022).

Im Hinblick auf die grüne Transformation ist bisher in der Literatur der Faktor Mensch als Mitarbeitende in Unternehmen kaum oder gar nicht betrachtet worden. Durch den Einsatz neuer Technologien wird es unmittelbar in den betroffenen Produktions- und Logistikbereichen zu direkten Beschäftigungseffekten kommen. Die indirekten Auswirkungen sind weitreichender.

Letztlich ist nahezu das gesamte Unternehmen mittelbar betroffen, beispielsweise Einkauf und Personal und am Ende jeder Mitarbeitende. In den unmittelbar betroffenen Bereichen stehen umfangreiche Qualifizierungsmaßnahmen parallel zum laufenden Betrieb an, die Mitarbeitende und Unternehmen vor Herausforderungen stellen.

Vor diesem Hintergrund sollen nachfolgend die Auswirkungen der wasserstoffbasierten Transformationen im Hinblick auf die Versorgung mit Wasserstoff für die beiden Aufsatzjahre 2030 (Ende der vierten Handelsperiode des EU-ETS sowie Zielhorizont wesentlicher Strategiepapiere der Bundesregierung) und 2045 (Klimaneutralität als Ziel für Deutschland) und damit verbundene Qualifikationsanforderungen an die Mitarbeitenden sowie für Beschäftigung am Beispiel der Stahlindustrie analysiert werden. Hier kommt der Mitbestimmung und auch dem Bereich Personal eine besondere Bedeutung zu. Das gilt umso mehr vor dem Hintergrund der sog. Montanmitbestimmung, die in den Unternehmen des Bergbaus und der Eisen und Stahl erzeugenden Industrie Anwendung findet.

Neben der Stahlindustrie soll der Energieanlagenbau ergänzend aber wesentlich komprimierter im Hinblick auf Wasserstoffeinsatz und Transformation beleuchtet werden. Fossile Energieanlagen wie beispielsweise Turbinen müssen ebenfalls durch klimaneutrale Äquivalente ersetzt werden. Eine erfolgreiche Transformation des Energieanlagenbaus ist die Voraussetzung für weitere Schlüsseltechnologien im Rahmen der Dekarbonisierung wie beispielsweise im Bereich von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und der Stromnetzstabilität.

Die vorliegende Studie adressiert folgende Leitfragen. Einige Fragen sind bereits in zahlreichen anderen Studien beleuchtet worden. Die Aussagen und Prognosen sollen aber methodisch durch Expert:innen beleuchtet werden und als Ausgangsbasis für Transformationsszenarien der Stahlindustrie dienen.

Wie kann zukünftig eine wettbewerbsfähige Wasserstoffversorgung in Deutschland gesichert werden und welche Risiken sind zu berücksichtigen?

- Wo wird grundsätzlich zukünftig grüner Wasserstoff mit welchen Verfahren wettbewerbsfähig produziert werden und wie sehen wettbewerbsfähige Transportwege aus?
- Kann eine deutsche Wasserstoffproduktion wettbewerbsfähig sein und in welchem Maße wird Deutschland abhängig von Wasserstoffimporten sein?
- Welche Risiken werden in Verbindung mit der Wasserstoffversorgung gesehen und wie sehen erforderliche industriepolitische Leitplanken auch für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur aus?

Wie kann die deutsche Stahlindustrie erfolgreich „grün“ transformiert werden und welche Risiken sind zu berücksichtigen?

- Wie kann eine Versorgung der deutschen Stahlindustrie mit wettbewerbsfähigem grünem Wasserstoff grundsätzlich erfolgen? Wie sieht der Übergangspfad aus?
- Welche Auswirkungen wird die Transformation auf Produktionsmengen in der Primär- und Sekundärstahlroute haben?
- Wie sieht ein möglicher zeitlicher Transformationspfad der Stahlindustrie aus?
- In welchem Umfang sind Capex- und Opex- Steigerungen zu erwarten, wovon hängen diese ab und inwieweit muss hier staatliche Förderung einsetzen?
- Welche Risiken werden in Verbindung mit der Transformation der Stahlindustrie gesehen und wie sehen erforderliche industriepolitische Leitplanken aus?
- Welche Szenarien lassen sich hieraus für die deutsche Stahlindustrie zukünftig entwickeln? Sind neben einem Szenario der vollständigen Transformation auch Verluste an Wertschöpfungsbestandteilen und somit auch an Beschäftigung denkbar und wahrscheinlich?

Welche Beschäftigungseffekte und Qualifikationsbedarfe ergeben sich durch die „grüne“ Transformation der Primärroute im Basisszenario?

- Welche personalwirtschaftlichen Herausforderungen gehen mit der grünen Transformation der Stahlindustrie einher?
- Welche Auswirkungen hat die Transformation auf Beschäftigung im Rahmen eines Basisszenarios?
- Welche Qualifikationen der Mitarbeitenden sind erforderlich und welche Kosten erwachsen hieraus für die Unternehmen?

Welche Herausforderungen lassen sich für den Energieanlagenbau auf Basis der Entwicklung der Strombedarfe und der Gestaltung der Energiewende in Deutschland ableiten?

- Wie gestaltet sich die Energiewende im Hinblick auf zukünftige Strombedarfe in Deutschland und wesentliche Schlüsseltechnologien?
- Welche wesentlichen Herausforderungen zeichnen sich hieraus für den Energieanlagenbau ab?

Wir möchten ausdrücklich der HBS für die Förderung und allen Expert:innen für ihren Beitrag zur Studie danken.

1.1 Rahmenbedingungen

Der Weg zur Dekarbonisierung der deutschen und europäischen Wirtschaft wurde in den vergangenen Jahren politisch eingeleitet. Den Rahmen bildet das am 5. Oktober 2016 von der EU offiziell ratifizierte „Übereinkommen von Paris“, das vorsieht „die globale Erwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius und möglichst unter 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken“ (BMUV).

Um ihrer internationalen Verpflichtung des Übereinkommens von Paris nachzukommen, konkretisierte die Europäische Union im Rahmen des 2019 verabschiedeten Klimaschutzabkommens, auch als sog. „Green Deal“ bezeichnet, die Zielvorgaben im Hinblick auf den Ausstoß von Treibhausgasen innerhalb der EU. Das Abkommen sieht vor, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2050 auf null zu reduzieren und somit als erster Kontinent klimaneutral zu werden. Ursprünglich wurde als Zwischenziel bis 2030 eine Reduktion von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzwert aus dem Jahr 1990 in Höhe von 40% vorgegeben.

Dieses Zwischenziel wurde vom Europäischen Rat im Dezember 2020 auf mindestens 55% verschärft. Innerhalb Deutschlands bildet das Bundes-Klimaschutzgesetz, dem Ende 2019 Bundestag und Bundesrat zustimmten, die rechtliche Grundlage für die klimaneutrale Transformation. Auf Basis des Bundes-Klimaschutzgesetzes wurden im „Klimaschutzprogramm 2030“ konkrete Maßnahmen entlang der Sektoren bis zum Jahr 2030 entwickelt. Kernpunkte der entwickelten Maßnahmen sind u. a.:

- Einführung des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) für die Bereiche Wärme und Verkehr (in den Jahren 2021 bis 2025 auf Basis eines Festpreises pro Tonne CO₂, ab 2026 im Grundsatz durch ein zum EU ETS vergleichbares System),
- Entlastung von Bürger*innen und Wirtschaft (z.B. durch Senkung der EEG-Umlage um 25 Cent pro kWh ab 2021),
- Fördermaßnahmen innerhalb der Sektoren Energie, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft (z.B. Förderung anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung im Bereich prozessbedingter Treibhausgasemissionen im Industriesektor)

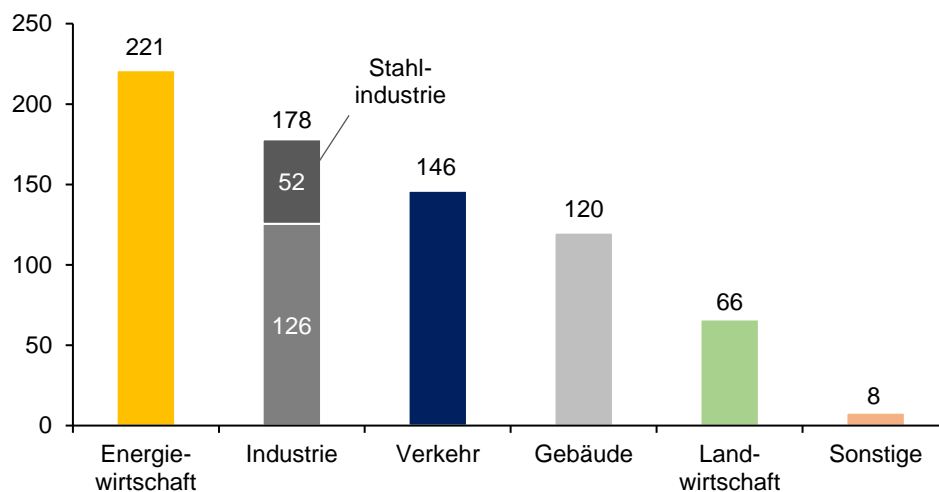
Aus Sicht von Umweltschützern griffen diese Regelungen aber zu kurz, ab dem Jahr 2031 seien Vorgaben für die Emissionsminderung nicht ausreichend konkretisiert und die Gefahren des Klimawandels würden auf Zeiträume nach 2030 und damit zulasten der jüngeren Generation verschoben. Nach Verfassungsbeschwerde mehrerer Klimaschützer*innen setzte sich das Bundesverfassungsgericht mit diesem Sachverhalt auseinander und entschied mit Beschluss vom 24. März 2021 in weiten Teilen zugunsten der Umweltschützer*innen: „Mit heute veröffentlichtem Beschluss hat der Erste Senat des Bundesverfassungsgerichts entschieden, dass die Regelungen

des Klimaschutzgesetzes vom 12. Dezember 2019 (KSG) über die nationalen Klimaschutzziele und die bis zum Jahr 2030 zulässigen Jahresemissionsmengen insofern mit Grundrechten unvereinbar sind, als hinreichende Maßgaben für die weitere Emissionsreduktion ab dem Jahr 2031 fehlen.“ (Pressemitteilung Nr. 31/2021 BVerfG). Die Richter:innen verpflichten die Bundesregierung bis Ende 2022, die Minderungsziele der Treibhausgasemissionen ab 2031 zu konkretisieren. Die Zielvorgaben bis 2030 wurden nicht beanstandet.

Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts legte die Bundesregierung im Mai 2021 einen Gesetzesentwurf zur Änderung des Klimaschutzgesetzes mit verschärften und konkretisierten Vorgaben vor. Zum einen soll das Etappenziel bis 2030 auf 65 % Emissionsreduktion (bisher 55 %) erhöht werden, zum anderen wurden weitere Zwischenziele deklariert (77 % bis 2035 sowie 88 % bis 2040). Des Weiteren soll Klimaneutralität bereits im Jahr 2045 erreicht werden und damit fünf Jahre früher im Vergleich zu der Green-Deal-Vorgabe der EU.

Mit einem Anteil von rd. 24 % an den gesamten Treibhausgasemissionen in Höhe von 739 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent im Jahr 2020 in Deutschland entfielen, nach dem Energiesektor mit anteilig rd. 30 %, die zweithöchsten sektoralen Emissionen auf den Industriesektor (Abbildung 1). Entsprechend sind hier auch die zweithöchsten Reduktionspotenziale zu finden.

Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 2020 nach Sektoren (Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent)

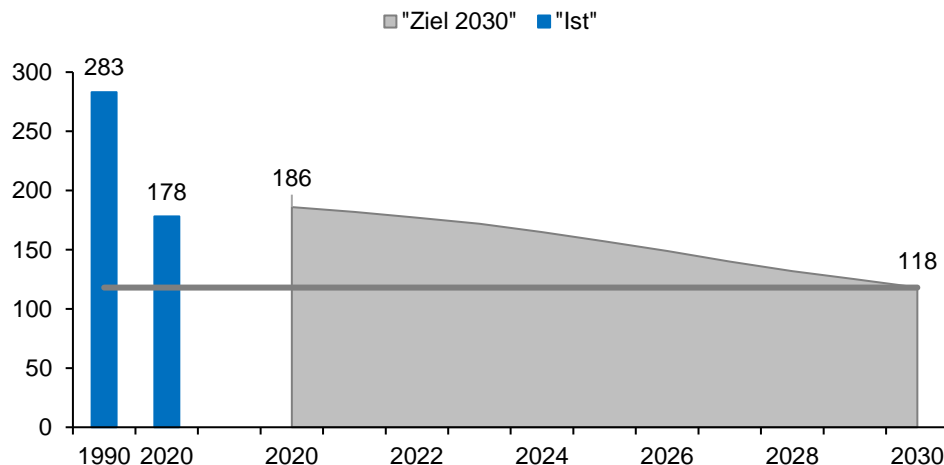


Quellen: Umweltbundesamt (2022), Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022)

Die zulässigen CO₂-Emissionen sollen dementsprechend auch für die einzelnen Sektoren abgesenkt werden. Für den Industriesektor können diese aus der Abbildung 2 entnommen werden. Im Jahr 2020 wurden im Industriesektor insgesamt 178 Mio. Tonnen CO₂ emittiert (8 Mio. Tonnen weniger als 2019), das sind 24 % der Gesamtemissionen. Auf Stahl entfallen 7 % der Gesamtemissionen. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass durch die COVID-19 Pandemie 2020 tendenziell weniger produziert und somit auch weniger CO₂ emittiert worden ist. Beispielsweise wurden rd. 10% weniger Rohstahl produziert als 2019. Insgesamt sollen die Emissionen im Industriesektor bis 2030 um 58 % gegenüber dem Stand von 1990 reduziert werden (Abbildung 2).

Das Gesamtziel von 65 % Emissionsreduktion bis 2030 ergibt sich entsprechend aus einem überproportionalen Rückgang in anderen Sektoren, die aufgrund von technischen und infrastrukturellen Gegebenheiten schneller dekarbonisiert werden können. So ist z. B. im Energiesektor durch den großen Hebel des Ausstiegs aus der Kohleverstromung, ein Emissionsrückgang um 77 % in diesem Gesetz verankert.

Abbildung 2: Ist-Emissionen vs. zulässige Emissionen im Industriesektor gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (in Mio. Tonnen CO₂)



Quelle: Deutscher Bundestag (2021)

In den verschiedenen Sektoren, insbesondere aber im Industriesektor, müssen zunächst industriepolitische Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Emissionsreduktion ohne oder nur mit geringen Verlusten volkswirtschaftlicher Wertschöpfung darstellen zu können. Eine essenzielle Bedingung bildet dabei die kostengünstige Verfügbarkeit von Wasserstoff.

Für den Industriesektor ist Wasserstoff für die Transformation von zentraler Bedeutung. Viele Ersatztechnologien, wie beispielsweise die Direktreduktion in der Stahlindustrie, sind aus technischer Sicht bereits vorhanden. Eine vollständig klimaneutrale Produktion ist aber nur unter Verwendung von „grünem“ Wasserstoff möglich, der zum heutigen Zeitpunkt nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht. Nach aktuellem Stand der Technik können diese Potenziale nur vollständig gehoben werden, wenn die Versorgung mit „grünem“ Wasserstoff sichergestellt wird. Insgesamt hängt die Dekarbonisierung der Sektoren in unterschiedlichem Maße vom Rohstoff Wasserstoff ab.

In der Energiewirtschaft ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung einer der großen Hebel. Als klimafreundliche Ersatztechnologien ist insbesondere der Ausbau von Wind- und Solarstromanlagen in großem Maßstab erforderlich. Langfristig müssen aber ebenfalls die weniger CO₂-intensiven aber immer noch CO₂-reichen erdgasbasierten Verfahren ersetzt werden. Hierfür ist die Verwendung von Wasserstoff im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung („Power-to-Heat“) ein möglicher Hebel für die direkte Nutzung von Strom zur Wärme- und Dampferzeugung. Durch wasserstoffbasierte Power-to-Heat Verfahren könnte zukünftig die Verwendung fossiler Brennstoffe vermieden bzw. reduziert werden. Bei der Nutzung von 100 Prozent erneuerbarem Strom könnte die Wärme- und Dampferzeugung auf diese Weise CO₂-frei erfolgen.

Auch im Verkehrssektor kommt Wasserstoff, aller Voraussicht nach, eine entscheidende Rolle zu. Gemäß Fit-for-55 Paket sollen innerhalb Europas ab 2035 ausschließlich Null-Emissionsfahrzeuge produziert werden. Im Bereich der PKW hat sich in den vergangenen Jahren abgezeichnet, dass das Elektrofahrzeug den klassischen Verbrennungsmotor vollständig ersetzen könnte. Entsprechend wurden großflächig angelegte Projekte für den Ausbau der Ladeinfrastruktur auf den Weg gebracht.

Wasserstoff kommt im Verkehrssektor aufgrund von eingeschränkten Batteriekapazitäten im Bereich von größeren Fahrzeugen, wie beispielsweise im schweren Gütertransport, eine hohe Bedeutung zu. So ist neben dem Aufbau der Ladeinfrastruktur beispielsweise der parallele Aufbau von Wasserstofftankstellen für Schwerlasttransporter auf Straßen des Transeuropäischen Netzwerks (TEN-T) ein Bestandteil des Fit-For-55 Pakets.

Die Dekarbonisierung entlang der Sektoren ist somit eng an die günstige oder treffender wettbewerbsfähige Wasserstoffverfügbarkeit geknüpft, womit wiederum zahlreiche weitere technologische und auch wirtschaftliche Herausforderungen einhergehen. Mit dem „Handlungskonzept Stahl“ (Juli 2020) wurden in den letzten Jahren Strategiepaper vorgestellt, die diesen industriepolitischen Ansatz verfolgen. Hinzu kommt die „nationale Wasserstoffstrategie“, deren Anliegen es ist, grünen Wasserstoff als Alternative, etwa für die Stahlindustrie, marktfähig zu machen.

Die konkrete Ausgestaltung und Umsetzung dieser Strategien stehen zum heutigen Zeitpunkt allerdings teilweise noch am Anfang. Das zentrale

Finanzierungsinstrument für die CO₂-arme Wasserstoffelektrolyse und dessen Folgeprodukte bildet auf europäischer Ebene das sog. „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI). Zur Schaffung von Investitionssicherheit wird die sog. „Finanzierungslücke“ oder auch „Barwertlücke“ im Rahmen der Projekte gefördert. Nach Angabe der Europäischen Kommission wird das IPCEI einen großen Teil der Wertschöpfungskette der Wasserstofftechnologie abdecken, insbesondere Wasserstoffherzeugung, Brennstoffzellen, Speicherung, Transport und Verteilung von Wasserstoff sowie Anwendungen für Endverbraucher (Europäische Kommission, 2022). Die Projekte unterliegen (vereinfacht) drei wesentlichen Voraussetzungen:

- Das Vorhaben muss von bedeutender, innovativer Natur sein,
- es muss sich um ein Vorhaben mit einem erheblichen Anteil an Forschung und Entwicklung, gerade auch während der FID-Phase handeln,
- ein Vorhaben, dessen Ergebnisse industriell genutzt werden sollen, muss die Entwicklung eines neuen Produkts und/oder die Einführung eines grundlegend innovativen Produktionsprozesses ermöglichen.

Die Vereinbarkeit dieser Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt ist nach Einschätzung der Europäischen Kommission gewährleistet (Europäische Kommission, 2021). Allein in Deutschland sollen durch IPCEI Beihilfen insgesamt Investitionen in Höhe von 33 Milliarden Euro ausgelöst werden, davon allerdings mehr als 20 Milliarden Euro von privaten Investoren (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2021).

1.2 Methodische Vorgehensweise und Daten

Zur Erarbeitung der Ergebnisse der Studie soll auf mehrere Methoden zurückgegriffen werden. In einem ersten Arbeitsschritt wird ein systematisches Literature Review zu den Fragestellungen für den Hochlauf der Wasserstoffindustrie sowie für die „grüne“ Transformation der Branchen aufbereitet und analysiert. Aufbauend auf dem Review wurden Expert:inneninterviews durchgeführt.

Die Interviews dienen zum einen dazu, Aussagen und Prognosen bisheriger Studien aus Expertensicht zu beleuchten und zum anderen für die Stahlindustrie Einflussfaktoren für die Transformation zu identifizieren, die zur Abgrenzung möglicher zukünftiger Szenarien dienen. Darüber hinaus sollen neue Erkenntnisse zu personalwirtschaftlichen Herausforderungen, insbesondere zu Beschäftigung und Qualifikationserfordernisse sowie Qualifikationskosten für die Stahlindustrie gewonnen werden. Einen besonderen Dank für ihren Beitrag zur Studie möchten wir an alle Expert:innen aussprechen. Bei der Auswahl wurde bewusst darauf geachtet, dass multiple Per-

spektiven, Wahrnehmungen und Interessenspositionen vertreten sind. Es wurden Interviews mit 25 Expert:innen geführt, davon:

- 10 Expert:innen aus dem Bereich Stahl/Anlagenbau (Arbeitgeber)
- 12 Expert:innen aus dem Bereich Stahl/Anlagenbau (Mitbestimmung)
- 1 Experte aus dem Bereich Wissenschaft
- 3 Experten aus Gewerkschaften/Verbänden

Ausdrücklich darauf hinzuweisen ist, dass einige Expert:innen aus ihrer Rolle heraus bestimmte Interessen vertreten. Die Befragungen wurden im Zeitraum von November 2021 bis Juli 2022 durchgeführt. Als Interviewform wurde ein strukturierter Ansatz mithilfe eines Leitfadens gewählt. Mit diesem Ansatz wird das Ziel verfolgt, eine möglichst hohe Informationsgewinnung zu generieren (z. B. durch kausale Zusammenhänge sowie Flexibilität für etwaige Rückfragen). Entlang der Gespräche wurden sowohl qualitative als auch skalierte Fragen gestellt, um unterschiedliche Auswertungen zu ermöglichen. Da ein strukturierter Ansatz bei den Interviews verfolgt wurde, wurden die Ergebnisse mithilfe von Ergebnisprotokollen festgehalten und keine qualitative Inhaltsanalyse z. B. nach Mayring (Mayring, 2015) durchgeführt.

Die Interviews wurden entlang der drei Module „Wasserstoff“, „Stahl“, und „Energieanlagenbau“ geführt. Von den sieben Befragungen zum Wasserstoffmodul wurden drei vor Beginn des Ukrainekrieges und vier danach durchgeführt. Von den zehn Befragungen zum Stahlmodul wurden sechs vor Beginn des Ukrainekrieges und vier danach durchgeführt. Neben diesen grundlegenden Interviews wurde für die Stahlindustrie mit einem kleineren Kreis ausgewählter Expert:innen ein vertiefendes Interview geführt, um die Auswirkungen der Transformation auf Beschäftigung und Qualifikation intensiver zu beleuchten. Die im Rahmen der Interviews identifizierten Einflussfaktoren auf die Transformation bilden die Grundlage zur Entwicklung von Szenarien für die Transformation. Die Modellierung der Szenarien erfolgt, entsprechend der geübten Praxis, in diesem Zusammenhang über ein sog. „Phasenmodell“, das u. a. nachfolgende Phasen enthält:

- *Einflussanalyse*: Die Ermittlung der Einflussfaktoren erfolgt methodisch insbesondere durch strukturierte Expert:inneninterviews.
- *Szenario Generierung*: Die Szenario Generierung erfolgt auf Basis der Ergebnisse der vorangegangenen Phase.
- *Konsequenzen Analyse*: Darstellung von Ursachen und Folgen im Basisszenario.
- *Szenario-Transfer*: Auf Basis der ermittelten Ergebnisse werden abschließend gewerkschafts-, industriepolitische- und betriebspolitische Implikationen abgeleitet.

Es wird für die (Primär-)Stahlindustrie ein Basisszenario – die vollständige Transformation der deutschen Stahlindustrie ohne Verlust von Wertschöpfungsstufen – ausgewählt, um die Auswirkungen der grünen Transformation

auf Produktion entlang der Wertschöpfung sowie die personalwirtschaftlichen Herausforderungen, insbesondere für Beschäftigung und Qualifikation, herauszuarbeiten. Zur Transformation des Energieanlagenbaus wurden ebenfalls strukturierte Interviews geführt, allerdings wird hier auf qualitative Aspekte abgestellt. Die Transformation des Energieanlagenbaus wird daher in dieser Studie komprimierter behandelt.

2. Ausblick auf die Entwicklung der Wasserstoffversorgung

Wie im vorangegangenen Kapitel erwähnt, ist die Wasserstoffversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen ein entscheidender Faktor für die Dekarbonisierung und geht über die Grenzen der einzelnen Sektoren hinaus. So finden sich im wissenschaftlichen Diskurs bereits eine Vielzahl an Szenario basierten Analysen, die einen möglichen Hochlauf der Wasserstoffversorgung in Deutschland skizzieren.

Die in den jeweiligen Ausarbeitungen betrachteten Einflussfaktoren und getroffenen Annahmen können dabei stark variieren. Im Folgenden sollen die Ergebnisse der Expert:inneninterviews zum Hochlauf der Wasserstoffversorgung in Deutschland denjenigen gegenübergestellt werden, die in der „Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff“ (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2022) im Auftrag des Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verbands (DWV) erarbeitet wurden.

Potenzielle technologische Pfade für die Wasserstoffelektrolyse

Die Wasserstoffelektrolyse kann durch technologisch differenzierte Verfahren erfolgen. Hervorzuheben sind dabei drei wesentliche Verfahren, die zum aktuellen Zeitpunkt allerdings an verschiedenen Entwicklungspunkten stehen.

Das im industriellen Maßstab anwendbare und wohl etablierteste Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse ist die sog. „alkalische Elektrolyse“ (AEL), bei der die Elektrolyse durch Eintauchen von Metallelektroden in eine alkalische wässrige Lösung erfolgt. Vorteile dieser Technologie bestehen insbesondere durch geringe Investitionskosten (keine Verwendung von seltenen Edelmetallen) und Langzeitstabilität, allerdings besteht eine gewisse Anfälligkeit gegenüber Lastschwankungen. Das AEL-Verfahren bietet sich also für große Kapazitäten an Standorten mit konstanter Stromversorgung an.

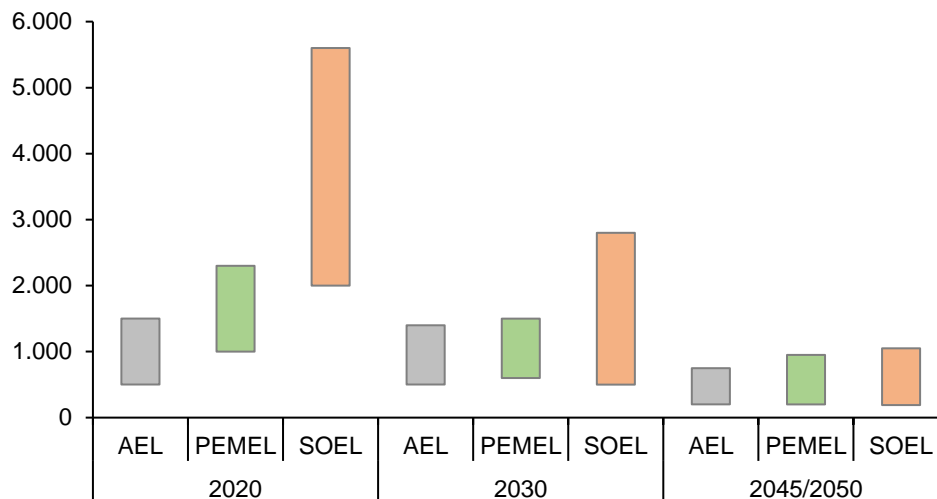
Eine höhere Flexibilität in Bezug auf Lastschwankungen bietet hingegen das sog. „Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse-Verfahren“ („PEMEL“ oder auch „PEM“). Bei diesem Verfahren wird anstelle einer Lauge eine Säure verwendet. Um die Elektroden vor Korrosion zu schützen ist daher der Einsatz von Edelmetallen notwendig, was höhere Investitionskosten im Vergleich zum AEL-Verfahren zur Folge hat (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). Dieses Verfahren ist technologisch noch nicht so weit ausgereift wie das

AEL-Verfahren und tendenziell mit höheren Kosten für Forschung und Entwicklung verbunden. Nach übereinstimmender Einschätzung der Expert:innen mit den Ergebnissen der Metastudie kann davon ausgegangen werden, dass das PEMEL-Verfahren bzgl. Investitionskosten in etwa 10 bis 15 Jahren „auf Augenhöhe“ mit dem AEL-Verfahren liegt (Abb. 3).

Ein weiteres, aber aus technologischer Sicht noch unausgereiftes Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse, ist die sog. „Hochtemperaturelektrolyse“ (SOEL). Der Vorteil dieses Verfahrens liegt insbesondere darin, dass durch die Verwendung von hohen Temperaturen ein Teil der benötigten Energie zur Spaltung des Wassers (bzw. in diesem Fall Wasserdampf) aus Wärme bereitgestellt werden kann, was einen geringeren Stromverbrauch zur Folge hat.

Dieses Verfahren bietet sich somit u. a. für Industriestandorte an, an denen die entstehende Wärme aus anderen Produktionsprozessen für die Elektrolyse genutzt werden könnte (z. B. in der Stahlindustrie). Durch die notwendigen Temperaturen wird für das „Hochfahren“ dieser Elektrolyseanlagen allerdings im Vergleich zu den anderen Technologien auch mehr Zeit benötigt. Da beim SOEL-Verfahren noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand besteht, ist mit einer Implementierung dieser Technologie im industriellen Maßstab, nach Einschätzung der Expert:innen und den Ergebnissen der Metastudie, vermutlich erst in 20 bis 30 Jahren zu rechnen.

Abbildung 3: Capex der verschiedenen Elektrolyseverfahren (in €/kW)



Quelle: DWV Emissionsfreie Stahlerzeugung (2022)

Im Hinblick auf den technologischen Pfad für die Wasserstoffelektrolyse besteht also eine hohe Sichtbarkeit. Perspektivisch ist damit zu rechnen, dass

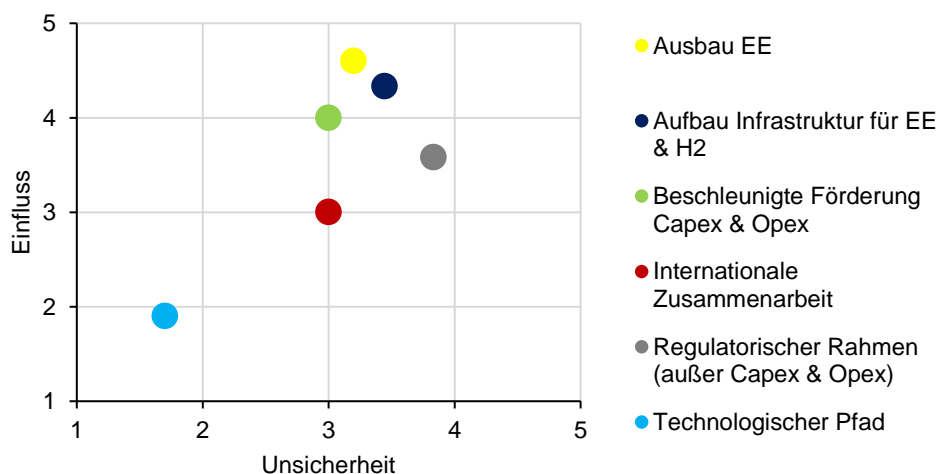
ein „Technologie-Mix“ je nach Anwendungsgebiet des benötigten Wasserstoffs entstehen wird. So eignet sich die etablierte AEL-Elektrolyse beispielsweise gut für große Mengen an Standorten mit konstanter Versorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien, die PEMEL-Elektrolyse ist hingegen flexibler einsetzbar und die SOEL-Elektrolyse könnte perspektivisch insbesondere an Industriestandorten Verwendung finden.

Einschätzungen zu den Einflussfaktoren auf die Wasserstoffversorgung

Im Rahmen der Interviews wurden die wesentlichen Einflussfaktoren für die Wasserstoffversorgung in Deutschland, differenziert nach den Aufsatzjahren 2030 und 2045 abgefragt. Die von den Expert:innen identifizierten Einflussfaktoren wurden entlang der Kriterien „Einfluss“ und „Unsicherheit“ jeweils auf einer Skala von 1 („sehr niedrig“) bis 5 („sehr hoch“) gewürdigt.

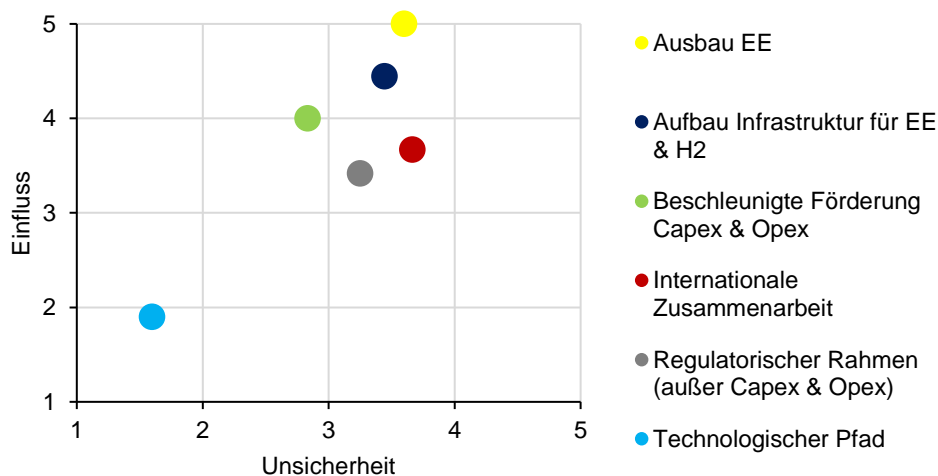
Wie im vorherigen Abschnitt bereits angedeutet, zeichnet sich der technologische Pfad entlang der drei wesentlichen Elektrolysetechnologien bereits durch eine hohe Sichtbarkeit aus, gleichwohl besteht insbesondere für die PEMEL- und die SOEL-Technologie weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Sowohl im Zeitraum bis 2030 als auch im darauffolgenden Zeitraum bis 2045 (Abb. 4 und Abb. 5) gibt es Kriterien mit einem hohen Einfluss und zum Teil auch hoher Unsicherheit. Sie beziehen sich insbesondere auf den Ausbau der Infrastruktur (beispielsweise Pipelines) und die erneuerbaren Energien sowie entsprechende Rahmenbedingungen und Förderungen für Investitionen und (temporär) Betriebskosten. Durch den steigenden Wasserstoffbedarf gewinnt internationale Zusammenarbeit im Zeitverlauf tendenziell an Bedeutung.

Abbildung 4: Einflussfaktoren¹ auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland bis 2030 (n=5; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 5: Einflussfaktoren auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland 2045 (n=5; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch)



Quelle: eigene Darstellung

Die von den Expert:innen benannten Einflussfaktoren und deren Einordnung stehen im Einklang mit Einschätzungen im wissenschaftlichen Diskurs. Als wesentliche Hemmnisse für eine (emissionsarme) Wasserstoffversorgung

¹ Hinweis: Hier und im Folgenden wurde der „technologische Pfad“ den Expert:innen als Einflussfaktor vorgegeben

werden dabei insbesondere folgende Kriterien in den Mittelpunkt gestellt (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2022):

- verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Flächenverfügbarkeit
- fehlende (Import-)Infrastruktur für Wasserstoff
- mangelnde Wettbewerbsfähigkeit für grünen Wasserstoff
- unzureichende Marktentwicklung und Mengenverfügbarkeit für (grünen) Wasserstoff

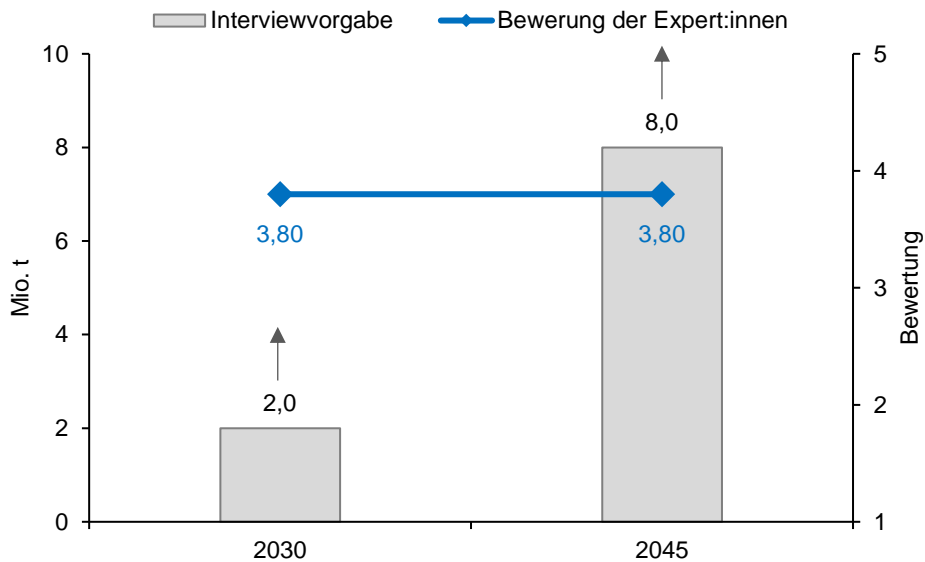
Trotz der hohen Sichtbarkeit des technologischen Pfades für die (grüne) Wasserstoffproduktion bestehen weiterhin aus Sicht der Expert:innen große industriepolitische Herausforderungen und damit einhergehende Unsicherheiten. Einen hohen Einfluss auf eine erfolgreiche Implementierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und damit auch auf Capex und Opex werden insbesondere die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen und wirtschaftliche Anreize für den Ausbau der Elektrolysekapazitäten in Form von staatlichen Förderungen nehmen.

Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Wasserstoffversorgung

In einem zweiten „Prognose“ Teil der Interviews wurden Detailfragen zur H2-Versorgung aufgeführt. Zum Teil wurden als Diskussionsgrundlage konkrete Daten und Prognosen aus aktuellen Studien als Eckpunkte vorgegeben, ergänzt um qualitative Fragen.

Für die Wasserstoffnachfrage in Deutschland wurden im Rahmen der Interviews für 2030 2,0 Mio. Tonnen und für 2045 8,0 Mio. Tonnen als Referenzpunkte vorgegeben, zu denen die Expert:innen ihre persönliche Einschätzung auf einer Skala von 1 bis 5 (1=sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch) abgeben sollten. Die Einschätzung lag dabei im Durchschnitt für beide Aufsatzjahre bei 3,80, also eher „realistisch“, obwohl von den Expert:innen eine eher höhere Nachfrage erwartet wird (Abb. 6).

Abbildung 6: H2-Nachfrage in Deutschland (Interviewvorgabe in Mio. Tonnen) sowie Einschätzung der Expert:innen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)



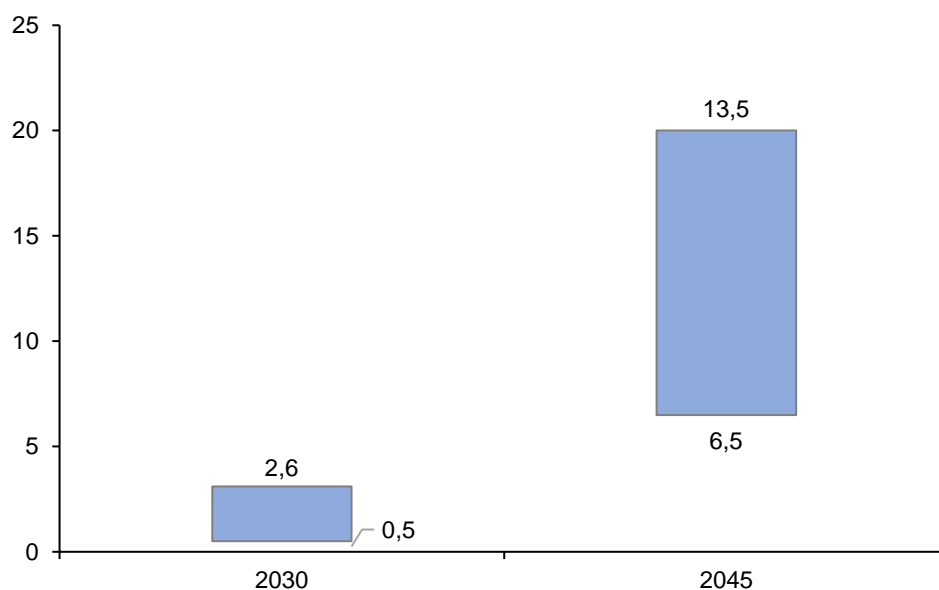
Quelle: Agora Energiewende (2021), eigene Darstellung

Die Ergebnisse der Metastudie untermauern diese Einschätzung. Für 2030 wurde in den untersuchten Studien eine Bandbreite in Höhe von 0,5 bis 2,6 Mio. Tonnen ermittelt (Abb. 7).

Die Einschätzung der Expert:innen liegt zwar am oberen Ende dieser Bandbreite, allerdings wurden einige der Befragungen vor dem Krieg in der Ukraine und der damit verbundenen Unsicherheit in Bezug auf die Gasversorgung erstellt. So kommt Erdgas als Übergangslösung in vielen Sektoren eine tragende Rolle zu, für Klimaneutralität muss langfristig aber auch Erdgas durch Wasserstoff ersetzt werden. Zunehmende Unsicherheiten im Hinblick auf Erdgas wirken sich also auf das betrachtete Aufsatzjahr 2030 aus,

Eine tendenziell höhere Wasserstoffnachfrage in den kommenden Jahren erscheint also realistisch. Für 2045 liegt die Interviewvorgabe mit 8,0 Mio. Tonnen hingegen am unteren Ende der Bandbreite und steht somit im Einklang mit der Einschätzung aus den Interviews.

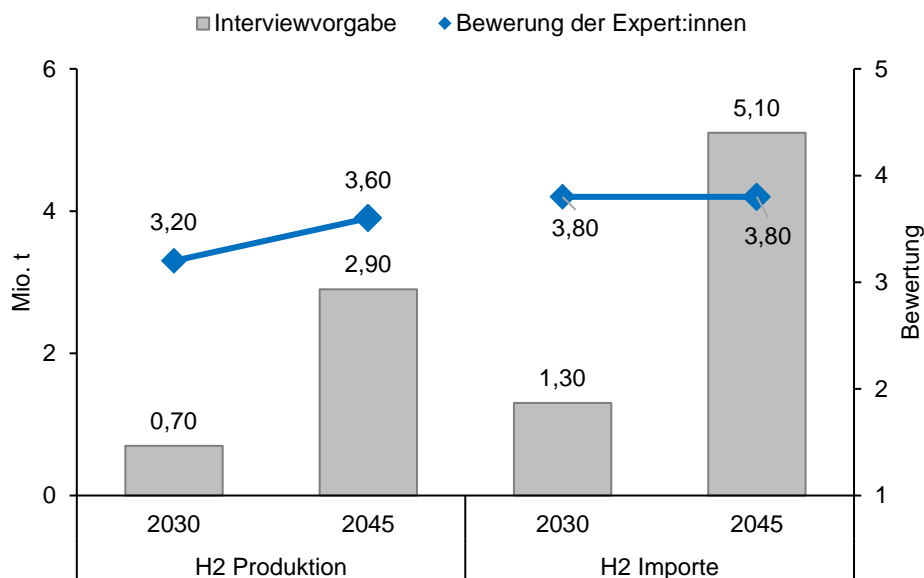
Abbildung 7: H2-Nachfrage in Deutschland als Bandbreite aktueller Studien (in Mio. Tonnen H2)



Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022)

Die Wasserstoffnachfrage in Deutschland wird auch perspektivisch zu einem großen Teil über Importe gedeckt werden müssen. Der Anteil der Produktion in Deutschland und der Importe (Abb. 8) wurde von den Expert:innen insgesamt als realistisch eingeschätzt, im Detail wurden hingegen unterschiedliche Meinungen vertreten. Als kritisch eingeschätzt wurde insbesondere eine möglicherweise nicht ausreichende Wasserstoffinfrastruktur (Elektrolysekapazitäten sowie Pipelineinfrastruktur) bis 2030. Folge wäre eine Unterversorgung mit Wasserstoff. Andererseits wurden die als Referenzpunkte vorgegebenen Produktionsmengen in Deutschland und Importe, zum Teil auch durch die Auswirkungen des Kriegs in der Ukraine, als „eher zu gering“ eingeschätzt. Wie zuvor im Rahmen der wesentlichen Einflussfaktoren erörtert, ist also eine weiterhin hohe Prognoseunsicherheit zu konstatieren.

Abbildung 8: H2-Produktions- und Importmengen in Deutschland (Interviewvorgabe in Mio. Tonnen) und Einschätzung der Expert:innen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)



Quelle: Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021), eigene Darstellung

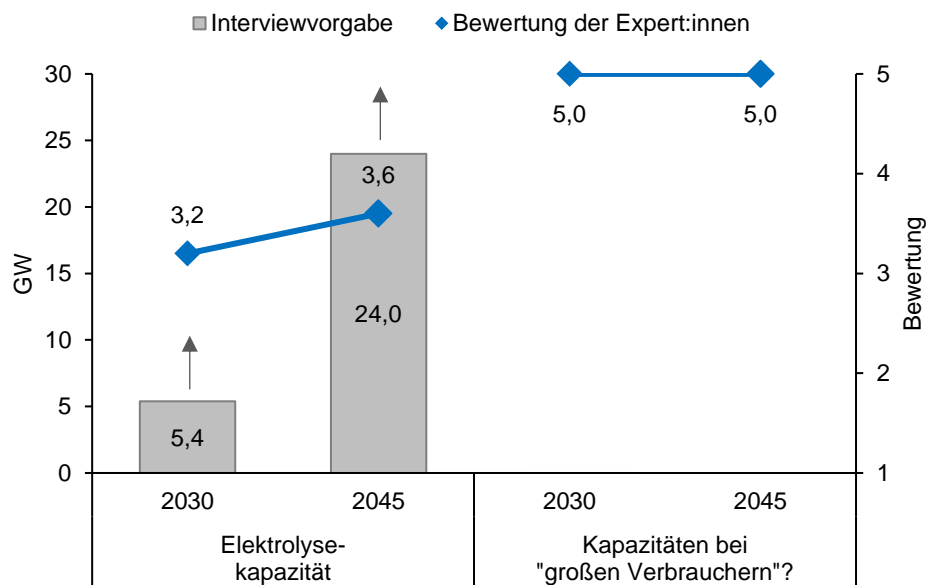
Auch Vorgaben in Bezug auf Elektrolysekapazitäten in Deutschland wurden als „realistisch aber eher konservativ“ eingeschätzt.

Die Bundesregierung hat ihr ursprüngliches Ziel (und in den Interviews als Referenzpunkt genutztes Ziel) von 5,4 GW bis 2030 gemäß nationaler Wasserstoffstrategie mittlerweile, im Rahmen des Koalitionsvertrags, auf 10 GW erhöht (Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen, Freie Demokratische Partei (FDP), 2021), was diese Einschätzung untermauert. Die Erhöhung der Kapazitätsziele für die Wasserstoffelektrolyse auf 10 GW von der Bundesregierung wurde also auch vor dem Krieg in der Ukraine und entsprechend steigenden Unsicherheiten in Bezug auf die Übergangslösung Erdgas als richtig erachtet.

Ferner schätzen alle befragten Expert:innen es als sehr realistisch ein, dass Elektrolysekapazitäten an Standorten großer Verbraucher entstehen werden. Somit käme es vermutlich zunächst zu „Insellösungen“. So werden beispielsweise in der Stahlindustrie erste (Pilot-)Projekte, wie die Hochtemperaturelektrolyseanlage der Salzgitter AG im Rahmen des Projektes „GrInHy 2.0“ vorangetrieben (Salzgitter AG, 2022). Vor diesem Hintergrund wurde ebenfalls betont, dass Elektrolysekapazitäten durch eine bessere Anbindung an offshore Windanlagen vermehrt in „Küstennähe“ entstehen könn-

ten. Folge könnte eine partielle innerdeutsche Verschiebung von Industriestandorten sein.







Abbildung 9: H2-Elektrolysekapazitäten in Deutschland (Interviewvorgabe in GW) und Einschätzung der Expert:innen, ob Elektrolysekapazitäten an Standorten großer Verbraucher entstehen (n=5; 1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)



Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021), eigene Darstellung

Eine Übersicht der zuvor erörterten Determinanten in Bezug auf die Wasserstoffversorgung in Deutschland kann Abbildung 10 entnommen werden. Nach Einschätzung der Expert:innen besteht insbesondere eine höhere Nachfrage im Vergleich zu der Vorgabe aus den Interviews. Verstärkender Faktor ist die momentan vorherrschende Gasknappheit, ausgelöst durch den Krieg in der Ukraine. Klar ist, dass diese Nachfrage zu einem großen Teil über Importe gedeckt werden muss.

Abbildung 10: Zusammenfassende Einschätzung der Expert:innen anhand der ausgewählten Determinanten

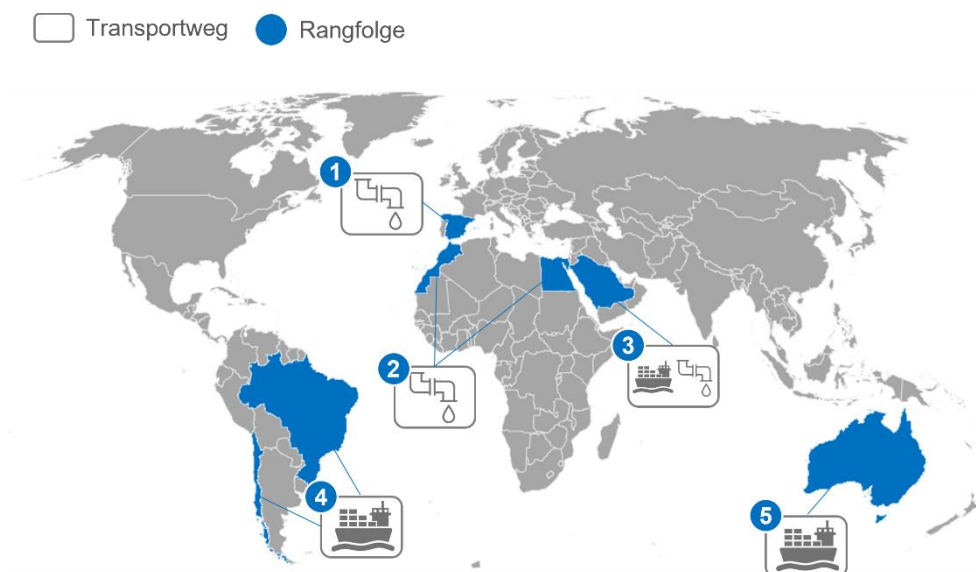
Determinant	2030			2045		
	Vorgabe	Einschätzung	Tendenz	Vorgabe	Einschätzung	Tendenz
H2 Nachfrage in Deutschland	2,0 Mio. t	3,80		8,0 Mio. t	3,80	
H2 Produktion in Deutschland	0,7 Mio. t	3,20		2,9 Mio. t	3,60	
H2 Importe nach Deutschland	1,3 Mio. t	3,80		5,1 Mio. t	3,80	
Elektrolysekapazität in Deutschland	5,4 GW	3,20		24,0 GW	5,00	
Entstehen Kapazitäten an Standorten "großer Verbraucher"?	-	5,00		-	5,00	

Quelle: eigene Darstellung

Im Rahmen der Interviews wurden den Expert:innen vor diesem Hintergrund weitere qualitative Fragen gestellt, insbesondere im Hinblick auf mögliche Herkunftsregionen der notwendigen Wasserstoffimporte (Abb. 11). So bieten sich für Importe vor allem Regionen mit konstanter und kostengünstiger (wettbewerbsfähiger) Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien an, optimalerweise in geografischer Nähe zum Verwendungsstandort in Deutschland. Regional sind nach Einschätzung der Expert:innen insbesondere südeuropäische und nordafrikanische Standorte besonders günstig gelegen. Deutschland ist also auch langfristig auf den Import von großen Anteilen des benötigten Wasserstoffs angewiesen. Daher müssen internationale Wasserstoffpartnerschaften mit Ländern eingegangen werden, in denen Strom aus erneuerbaren Energien in großen Mengen und kostengünstig verfügbar ist.

Wegen des kostengünstigen Transports mittels Pipeline sind südeuropäische und nordafrikanische Länder die favorisierten Standorte. Mittelfristig wird benötigter Wasserstoff auch aus weiter entfernten Regionen wie beispielsweise südamerikanischen Ländern oder auch Australien per Schiff bezogen werden müssen.

Abbildung 11: Länder/Regionen und Transportweg für H2 Importe (schematisch)

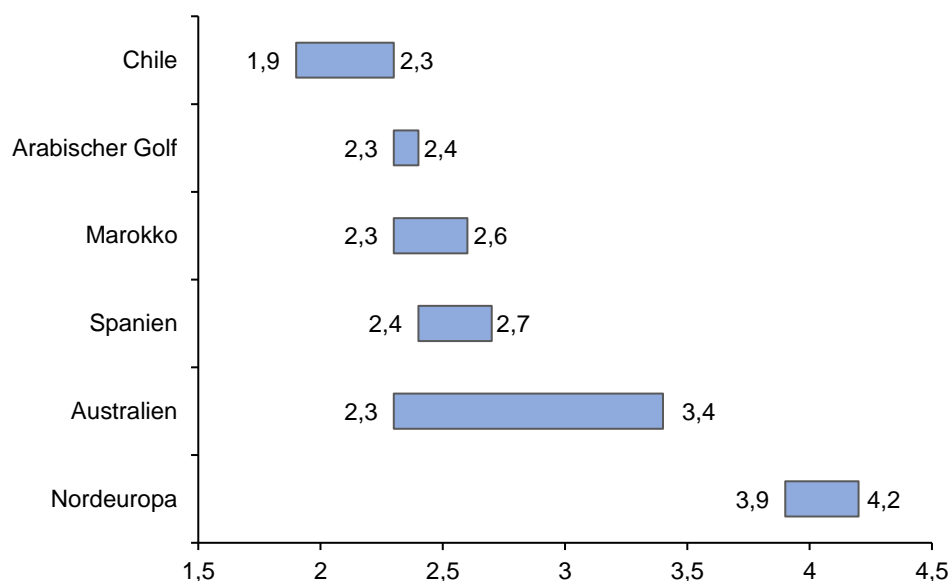


Quelle: eigene Darstellung

Prognosen zu Gesteungskosten – also den Herstellkosten² – für „grünen“ Wasserstoff entlang ausgewählter Herkunftsregionen, die sich nach Einschätzung der Expert:innen für Wasserstoffimporte anbieten, können Abbildung 12 entnommen werden. Basis für diese Prognosen ist jeweils das Jahr 2025 sowie eine Elektrolysekapazität von 250 GW. Die dargestellte Prognose soll nachfolgend als Ausgangsbasis für eine indikative überschlägige Einordnung der Wettbewerbsfähigkeit des in Deutschland produziertem Wasserstoff dienen.

² Bei grünem Wasserstoff Kosten für den Strombezug, Kosten für die eingesetzten Rohstoffe (Wasser) sowie Kosten für den Elektrolyseur, die sich wiederum in Kapital- und Betriebskosten aufgliedern. Einfluss auf die Kapitalkosten nehmen Lebensdauer des Elektrolyseurs, anfallenden Zinsen sowie Anzahl an Volllaststunden. Die Betriebskosten werden durch den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs beeinflusst.

Abbildung 12: Gestehungskosten für grünen Wasserstoff im Jahr 2025 nach Regionen (Basis 250 MW, in €/kg)



Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022)

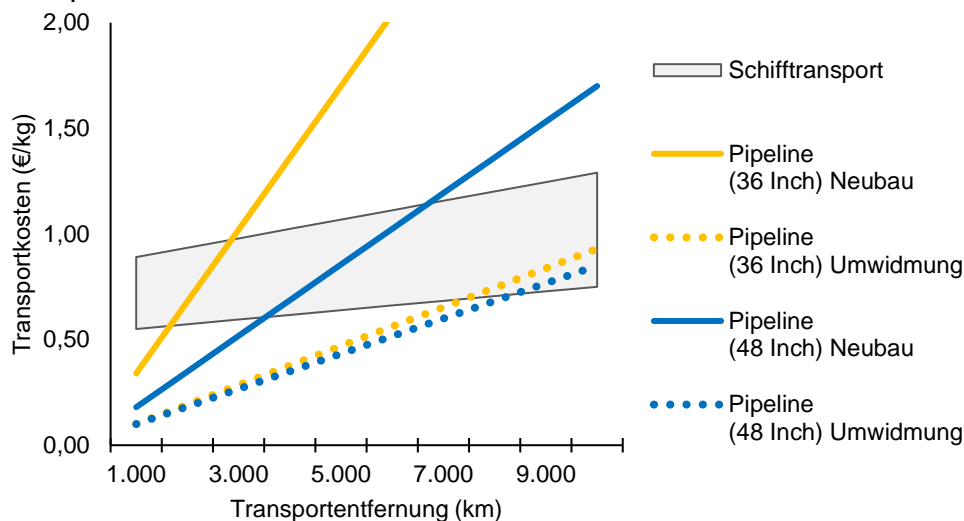
Neben den Gestehungskosten sind Transportkosten für Wasserstoffimporte nach Deutschland ein wesentliches Kriterium. Wasserstoff kann sowohl per Pipeline als auch per Schiff (beispielsweise in flüssiger Form oder in Form von Ammoniak) transportiert werden. Da Pipelines für den Transport von Erdgas bereits bestehen, können diese, sofern es sich anbietet, sukzessive für den Wasserstofftransport umgebaut und erweitert werden.

Andere Abschnitte der notwendigen Pipelineinfrastruktur müssen hingegen neu gebaut werden. Dazu gehört die Anbindung von „H2-ready-LNG-Terminals“ an das Netz, aber auch der weitere Ausbau des zukünftigen europäischen Wasserstoff-Pipelinennetz (European Hydrogen Backbone). Für einen zügigen Ausbau der Pipelineinfrastruktur wird es auch verlässlicher Regulierungsrahmen ankommen.

Die aktuelle Novellierung der Gasbinnenmarkttrichtlinie sieht u. a. Pläne zum Ownership-Unbundling von Wasserstoff- und Gasnetzbetreibern in Form einer horizontalen Entflechtung vor. Diese würde verhindern, dass Gasnetzbetreiber, die heute als sog. Independent Transmission Operator (ITO) fungieren, vom Wasserstofftransport ausgeschlossen werden (Verseinerung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2021). Da erhebliche Synergien zwischen dem bestehenden Erdgas- und dem zukünftigen Wasserstoffnetz bestehen, sollte von einem Trennen des Betriebes von Wasserstoff- und Gasnetzen abgesehen werden.

Eine Abschätzung der Transportkosten nach Transportentfernung und Transportart auf Basis einer aktuellen Studie wird in Abbildung 13 dargestellt. Nach dieser groben Abschätzung ist ein Schifftransport im Vergleich zum Neubau einer Pipeline erst ab ca. 4.000km kostengünstiger, bei Umwidmung einer bestehenden Pipeline sind es hingegen ca. 7.000km. Der Ausbau einer geeigneten Pipeline-Infrastruktur in Deutschland ist demnach ein wesentliches Kriterium für wettbewerbsfähige Wasserstoffpreise. Da zunächst in vielen Bereichen Erdgas als wesentliches „Übergangsmedium“ genutzt werden wird, ist die Befähigung von Erdgaspipelines, die perspektivisch auch Wasserstoff transportieren können, sicherzustellen. Im Rahmen der Interviews wurde als ein wesentliches Hemmnis des Ausbaus auf die komplexen Genehmigungsverfahren verwiesen, die den Ausbau zum Teil deutlich verzögern können. Es muss also ebenso geprüft werden, wie Genehmigungsverfahren verschlankt und beschleunigt werden können.

Abbildung 13: Transportkosten (€/kg) nach Transportentfernung (km) und Transportart



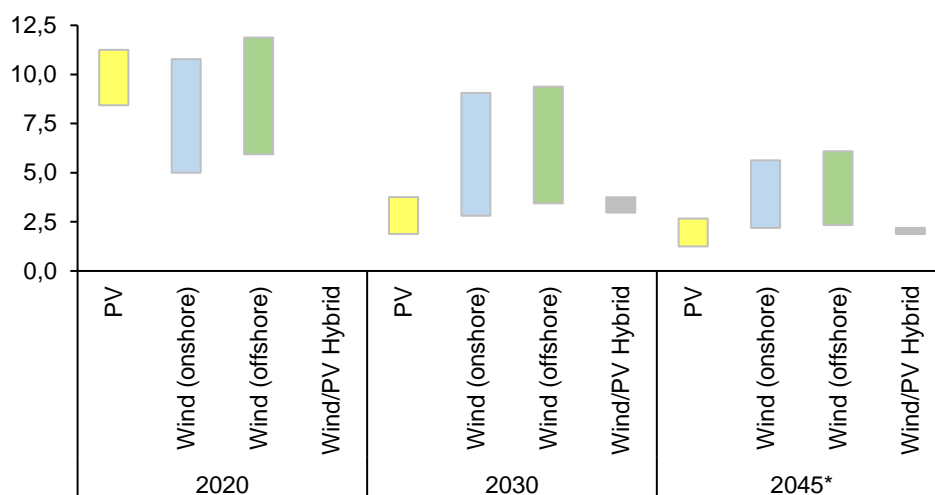
Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022)

Im wissenschaftlichen Diskurs liegen bereits zahlreiche Prognosen zu Wasserstoff-Bereitstellungskosten (Gestehungs- und Transportkosten) in Deutschland vor. Wie aus Abbildung 14 ersichtlich ist, ergeben sich hohe Bandbreiten und somit hohe Prognoseunsicherheiten.

Die „Technologie“ der Stromgewinnung kann dabei vor dem Hintergrund der Bereitstellungskosten differenziert werden, auch wenn in dieser Betrachtung (vereinfacht) ausschließlich die Produktion von „grünem“ Wasserstoff auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien gewürdigt wird. So ergeben sich tendenziell höhere Bereitstellungskosten bei Verwendung von Wind-

energie im Vergleich zu Photovoltaik (PV). Eine hybride Verwendung beider Quellen zur Stromerzeugung erscheint jedoch realistisch.

Abbildung 14: H2 Bereitstellungskosten in Deutschland gemäß aktuellen Studien (Bandbreite in €/kg H2)

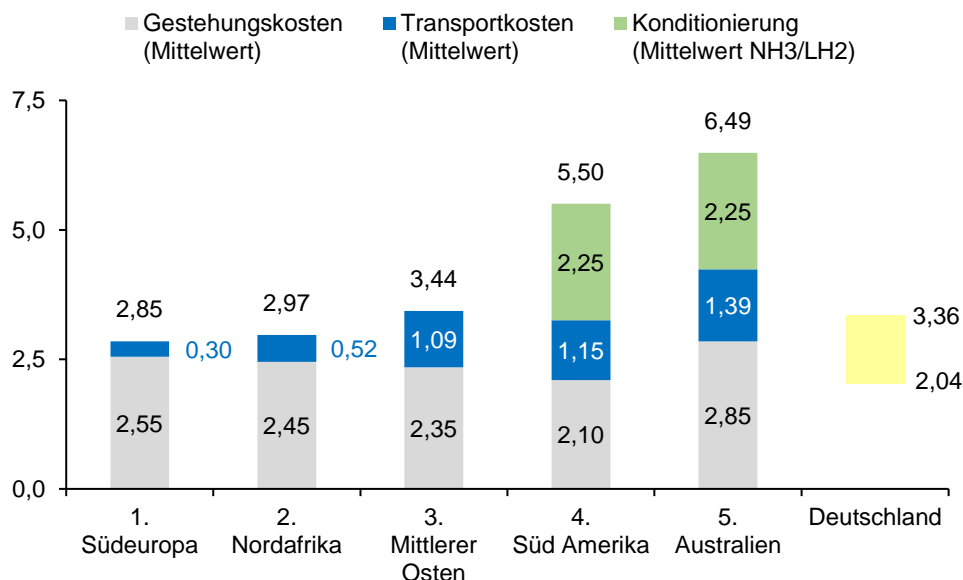


Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022); *2045/2050

Auf Basis der erörterten Gestehungs- und Transportkosten entlang ausgewählter Regionen und der im wissenschaftlichen Diskurs vielfältig prognostizierten Bereitstellungskosten von in Deutschland produziertem Wasserstoff, lässt sich die Wettbewerbsfähigkeit von letzterem zumindest näherungsweise grob skizzieren (Abb. 15). Wesentlichen Einfluss auf die Bereitstellungskosten hat dabei die Transportart. Beim Schifftransport ist anzunehmen, dass der Wasserstoff in flüssiger Form (LH2) oder in Form von Ammoniak (NH3) transportiert wird.

Ursächlich dafür sind insbesondere das geringere Volumen im Vergleich zum gasförmigen Wasserstoff und ebenso technische Hintergründe wie beispielsweise die Möglichkeit, „klassische“ Container/Transportbehälter zu verwenden zu können. Der Nachteil liegt hingegen bei der energieintensiven Konditionierung im Anschluss an den Transport. Temporär können Wasserstoffimporte per Schiff also als Option zur Bewältigung der Nachfrage dienen. Im Vergleich zu geografisch nähergelegenen Produktionsstandorten und den prognostizierten Bereitstellungskosten deutscher Wasserstoffproduktion 2030 (obere Bandbreite) und 2045 (untere Bandbreite) ist perspektivisch die Wirtschaftlichkeit vermutlich nicht gegeben.

Abbildung 15: Indikative Abschätzung von Bereitstellungskosten entlang ausgewählter Regionen 2025 im Vergleich zu prognostizierten Bereitstellungskosten der deutschen Produktion 2030/2045 (in €/kg)



Quelle: eigene (indikative) Berechnung auf Basis Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022), Classic Searoutes (2022)

Wesentliche Annahmen: Pipeline-Transportkosten Durchschnittswert Neubau/Umwidmung sowie 36/49 Inch, Transportweg entspricht (näherungsweise) der Luftlinie. Schiff-Transportkosten entsprechend Durchschnittswert der zuvor dargestellten Bandbreite entlang der Entfernung, Transportweg (näherungsweise) bei Transport nach Rotterdam über den Seeweg gemäß classic.searoutes.com. Konditionierungskosten gemäß LBST nach Gas for Climate & Guidehouse, Deutschland Mittelwert Bandbreite Wind/PV Hybrid 2030 und 2045 auf Basis DWV Emissionsfreie Stahlerzeugung.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die ohnehin hohe Nachfrage nach Wasserstoff kurz- bis mittelfristig vermutlich weiter ansteigen wird. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung ist der Krieg in der Ukraine und die damit einhergehenden steigenden Preise und Versorgungsengpässe im Hinblick auf Erdgas, welches in einigen Sektoren und Branchen (beispielsweise in der Stahlindustrie) als Übergangslösung für den Betrieb neuer Technologien dienen soll.

Perspektivisch zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. So muss die Wasserstoffnachfrage in Deutschland zu einem großen Teil über Importe gedeckt werden. Da sich weltweite Elektrolysekapazitäten momentan noch am Beginn der Ausbauphase befinden, wird der benötigte Wasserstoff nach Einschätzung der Expert:innen vermutlich auch aus „ferneren“ Regionen, wie

beispielsweise Südamerika oder Australien, per Schiff importiert werden müssen, was wiederum mit vergleichsweise hohen Transport- und Konditionierungskosten verbunden ist.

Da auch der Pipeline-Transport mit Kosten verbunden ist, bietet es sich aus wirtschaftlicher Sicht an, möglichst nah- oder sogar direkt an den Standorten eigene Elektrolysekapazitäten in möglichst hohem Umfang zu errichten, gleichwohl die Anbindung von „H2-ready-LNG-Terminals“ an das Netz, aber auch der weitere Ausbau des European Hydrogen Backbone weiterhin von zentraler Bedeutung sind. Das Fortbestehen des etablierten ITO-Modells mit Erweiterung auf Wasserstoffnetze sollte vor diesem Hintergrund kritisch geprüft werden.

Vor dem Hintergrund einer möglichen Erdgas-Versorgungsknappeit erscheint die Anpassung der angestrebten Elektrolysekapazität in Deutschland von rd. 5 GW auf 10 GW nicht nur dringend notwendig, vielmehr sollte ein ambitioniertes Ziel zumindest geprüft werden. Für intakte Wertschöpfungsketten in Deutschland wird man zeitnah große Mengen an Wasserstoff benötigen. Ziel muss es also sein, eine möglichst hohe Unabhängigkeit von Drittstaaten durch den Aufbau eigener Kapazitäten zu generieren. Klar ist aber, dass eine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland nur wettbewerbsfähig sein kann, wenn große Mengen von Strom aus erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar sind.

3. Ausblick auf die Entwicklung der Stahlproduktion

3.1 Primärstahlproduktion

Mit etwa 70% Anteil an der Rohstahlproduktion in Deutschland im Jahr 2021 ist die Primärstahlerzeugung („Hochofen-Konverter-Route“ oder kurz „Hochofenroute“) im Hochofen das aktuell gebräuchlichste Verfahren (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2022). Aufgrund von prozessbedingten Emissionen der Hochofenroute werden zukünftig neue Technologien implementiert werden müssen. Nachfolgend wird dieser technologische Transformationspfad von der Hochofenroute hin zu der wasserstoffbasierten Direktreduktion (vereinfacht) skizziert.

Technologischer Pfad zur Transformation der Primärstahlproduktionsroute

Für die Primärstahlproduktion über die Hochofenroute werden als wesentliche Rohstoffe Eisenerz und Kohle benötigt. Kohle und auch Eisenerz werden in Minen gewonnen, wobei das Eisenerz von überschüssigen Gesteinen getrennt und das so entstandene feine Eisenerz schließlich an die Hüttenwerke geliefert wird. Diese Rohstoffe werden in den Hüttenwerken für die weitere Verarbeitung im Hochofen zunächst vorbereitet.

In der Kokerei wird die Kohle erhitzt, wodurch flüchtige Bestandteile (wie beispielsweise Rohgas) freigesetzt werden können – es entsteht das im späteren Produktionsprozess notwendige Reduktionsmittel Koks. Dieser Prozessschritt ist notwendig, da bei der Verbrennung der Steinkohle im Hochofen Verunreinigungen und ungewollte Vermischungen entstehen würden. Das Eisenerz wird in Sinteranlagen weiter aufbereitet, da „größere Verbundstücke“ für ausreichend Hohlräume zwischen den Rohstoffen im Hochofen benötigt werden (Enargus, 2022). Das feine Eisenerz wird dafür mit „feinem Koks“ (Abfallprodukt aus der Kokerei) und weiteren Chemikalien wie beispielsweise Kalk vermischt, angefeuchtet und erhitzt. Der so entstandene feste Verbundstoff wird im Anschluss gekühlt, durch Brecher zerkleinert und die feinsten Anteile werden ausgesiebt.

Im weiteren Verfahren wird das gesinterte Eisenerz unter Hinzugabe des Reduktionsmittels Koks und weiteren Chemikalien im Hochofen unter großer Hitze (bis zu 2.200°C) zunächst zu flüssigem Roheisen verarbeitet. Dieses wird in einem zweiten Verfahrensschritt unter Zugabe von Sauerstoff und Stahlschrott, im Konverter zu Rohstahl weiterverarbeitet. Die Hochofenroute zeichnet sich insbesondere durch eine kostengünstige Produktion und qualitativ hochwertige Produkte aus. Allerdings gehen mit der Verwendung von

Koks als Reduktionsmittel Treibhausgasemissionen einher. Aufgrund der sich abzeichnenden Entwicklung innerhalb des Emissionshandelssystems der Europäischen Union führt dies aufgrund der Internalisierung von Umweltkosten aktuell und perspektivisch zu signifikanten Mehrkosten.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung ist die Implementierung von emissionsarmen bzw. emissionsfreien Technologien für die Primärstahlerzeugung auch aus wirtschaftlicher Sicht unumgänglich. Interviews mit betrieblichen Expert:innen haben gezeigt, dass bei den deutschen Primärstahlunternehmen die wasserstoffbasierte Direktreduktion als zukünftiges Verfahren für die Primärstahlerzeugung genutzt werden wird. Der technologische Weg ist somit im Großen und Ganzen beschrieben. Hierbei wird in Direktreduktionsanlagen unter Hinzugabe von Wasserstoff (oder alternativ Erdgas als Übergangslösung) der Sauerstoff aus dem Eisenerz gelöst. Als „Abfallprodukt“ entsteht dabei Wasser bzw. Wasserdampf. Wird der Wasserstoff im Rahmen von Elektrolyseverfahren ausschließlich durch Hinzugabe von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, entstehen somit entlang der Prozesse keine schädlichen Treibhausgasemissionen. Da in den Direktreduktionsanlagen im Vergleich zum Hochofen geringere Temperaturen herrschen, verflüssigt sich das Eisenerz nicht. Als Zwischenprodukt entsteht also kein flüssiges Roheisen, sondern sog. „Eisenschwamm“.

Bei der Weiterverarbeitung dieses Zwischenproduktes werden, auf Basis der Erkenntnisse aus den Interviews mit betrieblichen Expert:innen, zwei unterschiedliche Pfade von den deutschen Primärstahlunternehmen verfolgt werden. Im Rahmen des einen Pfads erfolgt die Verarbeitung über sog. „Elektrolichtbogenöfen“ (EAF), die auch in der Sekundärstahlerzeugung genutzt werden. Dabei wird zwischen einer Elektrode und dem zu schmelzenden Material (Eisenschwamm und Schrott) unter Zugabe von elektrischem Strom ein Lichtbogen erzeugt, der das Material schließlich unter großen Temperaturen zu flüssigem Rohstahl schmelzen lässt. Bei dem alternativen Pfad über einen sog. „Einschmelzer“ wird über einen „hot link“ der noch nicht abgekühlte Eisenschwamm verflüssigt und im Anschluss wird im Konverter unter Hinzugabe von Sauerstoff und Stahlschrott Rohstahl erzeugt (thyssenkrupp-steel, 2022).

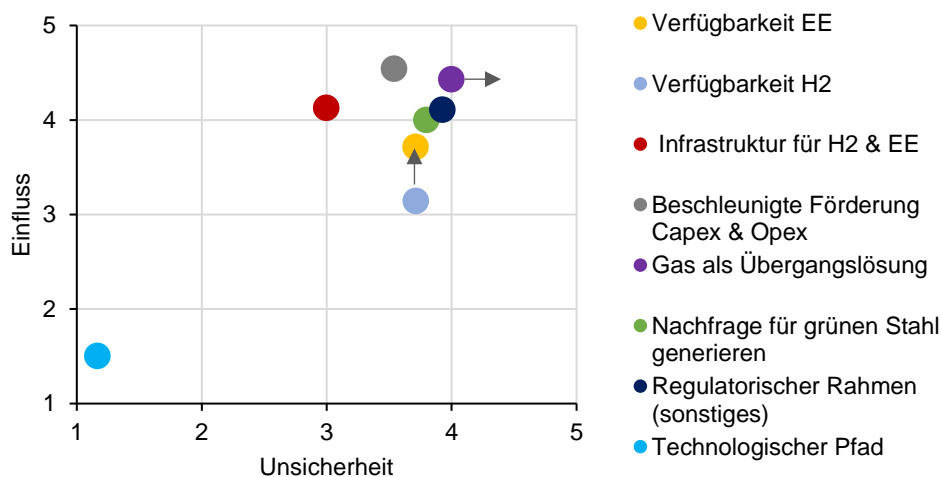
Einschätzungen zu den Einflussfaktoren der Transformation

Auch für die Primärroute wurden Einflussfaktoren durch Interviews mit betrieblichen Expert:innen der Primärstahlroute identifiziert. Die Einflussfaktoren für die Transformation der Primärstahlproduktion weisen eine große Schnittmenge zu jenen der Wasserstoffversorgung auf. Hervorzuheben ist, dass die Interviews zum Teil vor dem Kriegsbeginn in der Ukraine geführt worden sind. So hat sich insbesondere die Einschätzung der Bedeutung des

Einflussfaktors „Gas als Übergangslösung“ bei den darauffolgenden Interviews wegen der sich abzeichnenden Unsicherheit der Gaslieferungen stark erhöht (Abb. 16 und 17). Aus demselben Grund wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff bis 2030 vermutlich eine größere Rolle einnehmen wird als bisher angenommen.

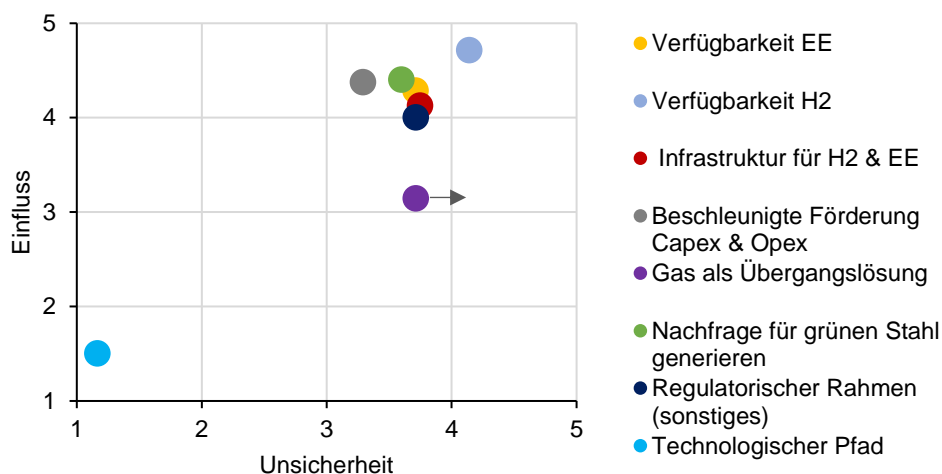
Der technologische Pfad ist nach Einschätzung der Expert:innen, wie im vorherigen Abschnitt erörtert, (weitestgehend) vorgezeichnet. Diesbezüglich besteht einzig eine geringe Unsicherheit beim Einsatz von CCU/CCS Technologien, welche für etwaige „Restemissionen“ im Produktionsprozess benötigt, aber vermutlich erst zum Ende des Transformationsprozesses eingesetzt werden.

Abbildung 16: Einflussfaktoren für eine grüne Primärstahlproduktion in Deutschland bis 2030 (n=9; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 17: Einflussfaktoren für eine grüne Primärstahlproduktion in Deutschland bis 2045 (n=9; 1=sehr niedrig, 5=sehr hoch)



Quelle: eigene Darstellung

Ein Abgleich der definierten Hemmnisse für eine grüne Stahlproduktion mit der benannten Metastudie (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2022) zeigt sich ein sehr übereinstimmendes Bild:

- internationaler Wettbewerb
- unzureichende (kurzfristige) Investitionsanreize sowie fehlende (langfristige) Planungssicherheit
- zu geringer Absatzmarkt für grünen Stahl
- unzureichendes (politisches/gesellschaftliches) Bewusstsein für die Größe der Transformation
- offene Technologiefragen / Entwicklungsbedarf im Hinblick auf emissionsarme Stahlproduktion

Im Rahmen der Interviews wurden die ersten vier Hemmnisse dieser Aufzählung von Expert:innen bestätigt. „Offene Technologiefragen“ als Hemmnis konnte hingegen nicht bestätigt werden, obwohl bei der Implementierung neuer Technologien an vielen Stellen Forschungs- und Entwicklungsaufwand bestehen dürfte.

Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation

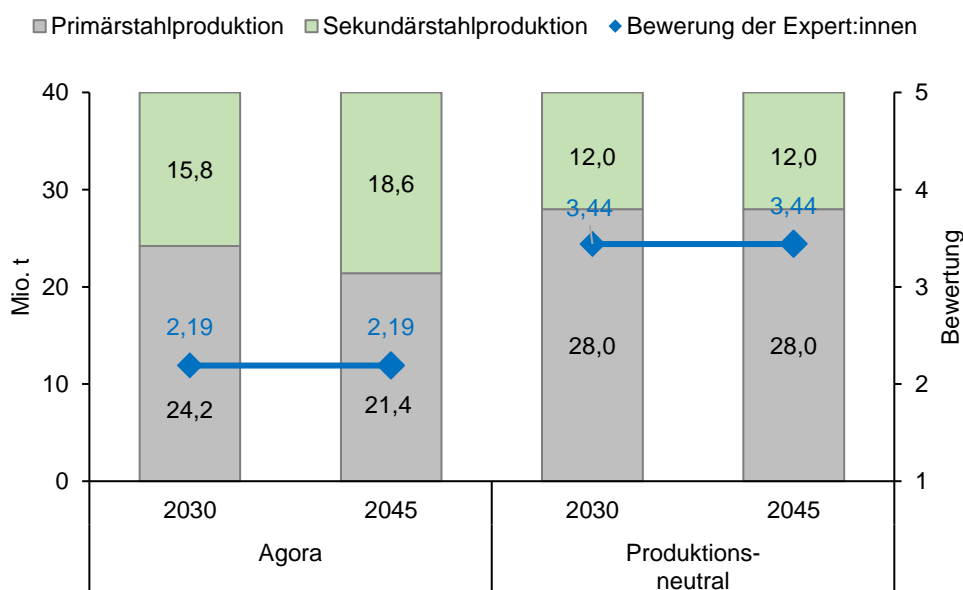
In den Interviews wurden wesentliche Eckpunkte der „grünen“ Transformation der Primärstahlroute mit den Expert:innen diskutiert und bewertet. Dabei wurde zum Teil für die Eckpunkte auf Referenzpunkte zurückgegriffen. Für

die prognostizierte Rohstahlproduktion in Deutschland sind beispielsweise als Referenz zwei unterschiedliche Vorgaben – einmal ein Szenario nach Agora (Agora Energiewende, 2021) und ein „produktionsneutrales“ Szenario – für die Aufsatzjahre 2030 und 2045 gemacht worden.

Die Rohstahlproduktion beträgt sowohl im „produktionsneutralen“ als auch im Agora-Szenario (Agora Energiewende, 2021) jeweils in Summe konstant 40 Mio. t, also vergleichbar mit der Produktionsmenge aus vergangenen Jahren. Allerdings kommt es im produktionsneutralen Szenario zu keiner Verschiebung der Produktionsmenge weg von der Primär- hin zur Elektrostahlroute – die Produktion beläuft sich auf 28 Mio. Tonnen pro Jahr –, anders als bei dem Agora-Szenario, in dem die Sekundärstahlroute zu Lasten der Primärroute an Bedeutung gewinnt. Dass es zu keiner Verschiebung bei gleichbleibender Produktionsmenge kommt, wurde als „eher realistisch“ eingeschätzt, wobei eine hohe Unsicherheit und Abhängigkeit von den oben beschriebenen Einflussfaktoren besteht.

Die Vorgabe auf Basis der Prognose von „Agora“ wurde hingegen als „eher unrealistisch“ eingeschätzt. Wesentlicher Kritikpunkt an der angenommenen Verschiebung der Produktionsmenge von der Primär- auf die Sekundärroute ist, dass hierfür keine ausreichenden Mengen an qualitativ hochwertigem Schrott verfügbar sind. Eine Verschiebung in geringerem Ausmaß wurde hingegen von einigen Expert:innen als durchaus realistisch betrachtet.

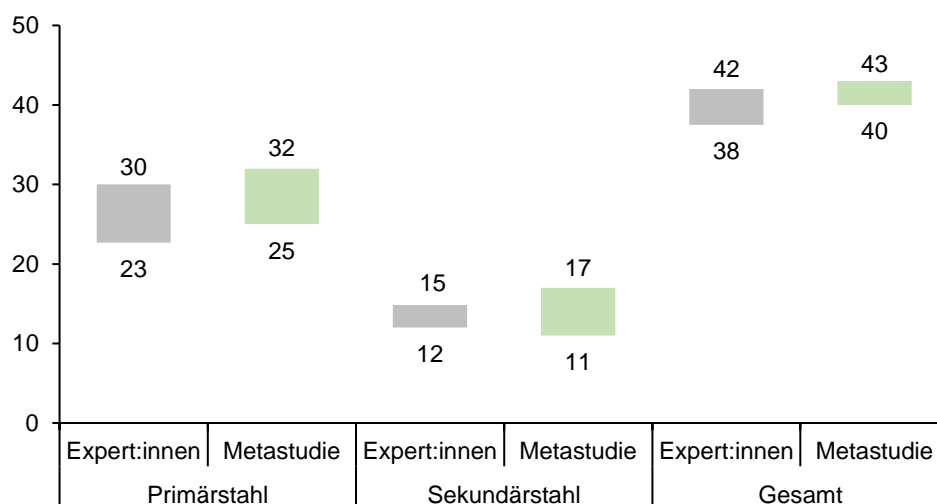
Abbildung 18: Prognose zu der Rohstahlproduktion in Deutschland als Diskussionsgrundlage (in Mio. Tonnen) und Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch, 5=sehr realistisch)



Quellen: Quellen: Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021), eigene Darstellung

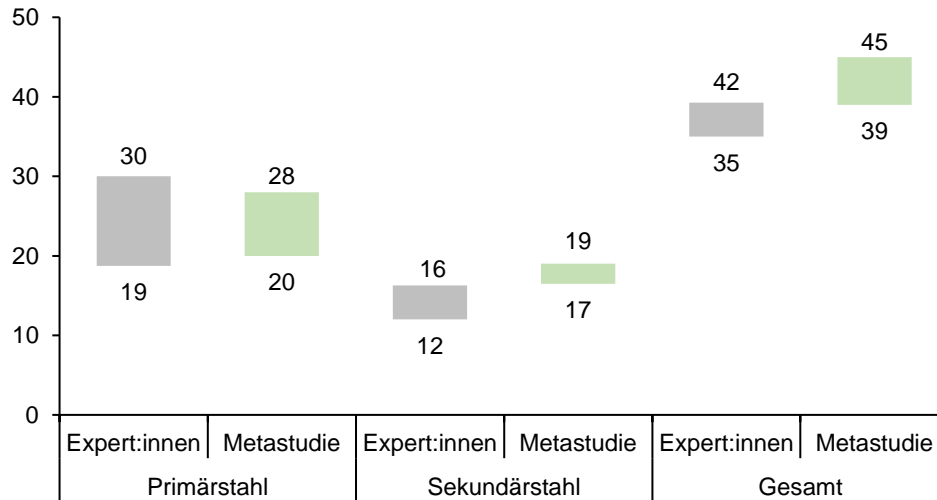
Der Abgleich der Ergebnisse aus den Interviews zu der Bandbreite der Metastudie (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2022) in Bezug auf die Produktionsmenge zeigt, dass ein in Summe (weitestgehend) produktionsneutrales Szenario auch im wissenschaftlichen Diskurs als realistisch eingeschätzt wird (Abb. 19 und 20). Auch für 2045 liegt die Interviewvorgabe für die Primärstahlproduktion im produktionsneutralen Szenario mit 28,0 Mio. Tonnen weiterhin in der Bandbreite, allerdings am oberen Ende.

Abbildung 19: Einschätzung der Rohstahlproduktion 2030 in Deutschland aus den Expert:inneninterviews (in Mio. Tonnen) im Vergleich zu der Bandbreite der Metastudie „Emissionsfreie Stahlerzeugung“



Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022), eigene Darstellung

Abbildung 20: Einschätzung der Rohstahlproduktion 2045 in Deutschland aus den Expert:inneninterviews (in Mio. Tonnen) im Vergleich zu der Bandbreite der Metastudie „Emissionsfreie Stahlerzeugung“

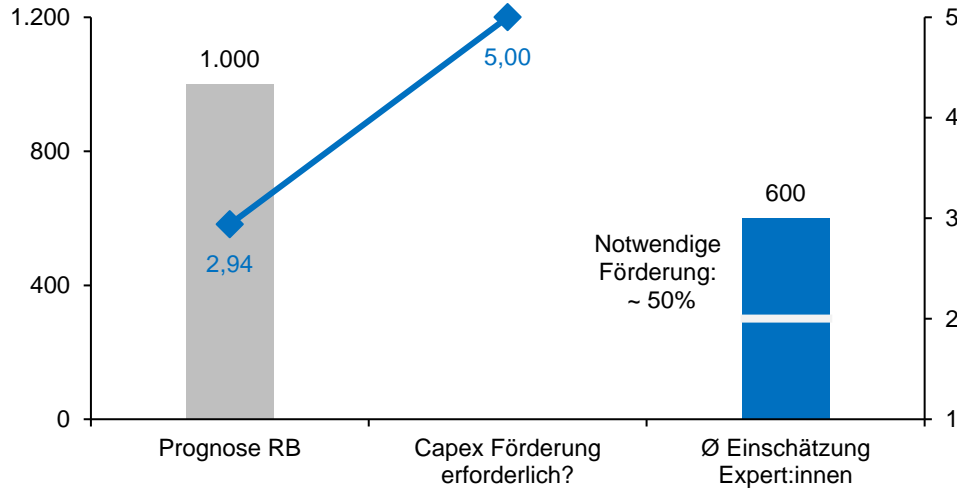


Quelle: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022), eigene Darstellung

Für die Umstellung der Hochofenroute auf die wasserstoffbasierte Direktreduktion sind erhebliche Investitionen (Capex) erforderlich. Die Expert:innen sind dabei übereinstimmend zu der Einschätzung gekommen, dass diese für die Unternehmen nur mithilfe von staatlichen Förderungen tragbar sind, da es sich im Vergleich zur gewöhnlichen Investitionstätigkeit um außergewöhnlich hohe Investitionen handelt (Abb. 21). Die Einschätzung zur Notwendigkeit staatlicher Förderung wird offensichtlich von der Politik grundsätzlich geteilt. Aktuelle Studien gehen unisono davon aus, dass pro 1 Mio. Tonnen Primärstahl rd. eine Milliarde Euro Investitionen erforderlich wären (Roland Berger, 2021).

Nach den Ergebnissen aus den Interviews sind rd. 600 Mio. € pro 1 Mio. Tonnen Primärstahl an „Capex für die Anlagen“ (DRI und EAF) notwendig. Darüber hinaus fallen weitere Kosten an, wie beispielsweise Infrastruktur auf dem Werksgelände und Abrisskosten. Außerdem war erkennbar, dass die Verfügbarkeit von Anlagenbauern auf der Zeitachse der geführten Interviews fortlaufend problematischer eingeschätzt wurde. Dies dürfte mittlerweile zu steigenden Preisen geführt haben. Lieferengpässe erhöhen die zeitlichen und preislichen Risiken.

Abbildung 21: Capex für die Transformation der Primärstahlproduktion (in €/t) sowie Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch; 5=sehr realistisch)



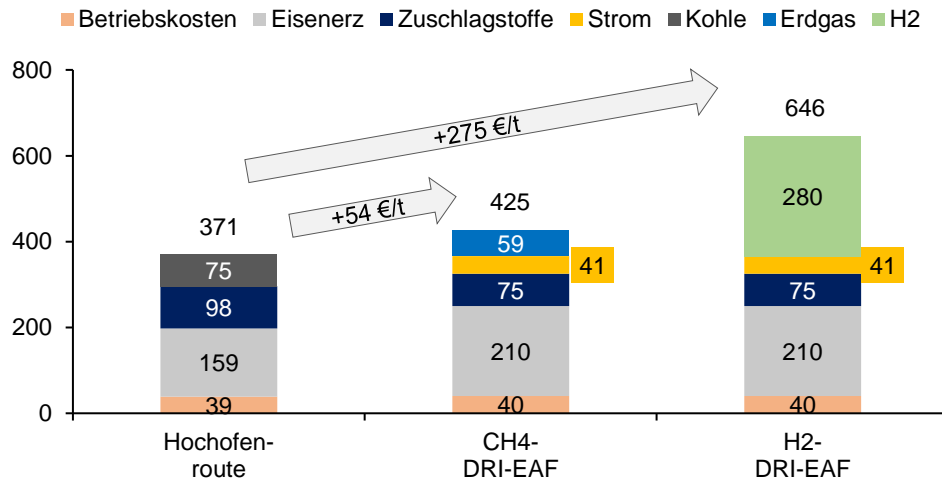
Quelle: Roland Berger (2021), eigene Darstellung

Neben den signifikanten Investitionskosten sind die höheren Produktionskosten (Opex) der wasserstoffbasierten Direktreduktion im Vergleich zu den aktuellen Kosten der herkömmlichen Primärroute (mit noch weitgehend externalisierten Umwelteffekten) ebenso zu berücksichtigen. Aus Abbildung 22 können die Kostentreiber für die Hochofenroute im Vergleich zu der erdgas- und wasserstoffbasierten Direktreduktion (ohne Capex) entnommen werden. Unterschiede im Hinblick auf die Produktionskosten entstehen zum Großteil durch den „Kosten-Spread“ der unterschiedlichen Reduktionsmittel. So ist die Verwendung von Erdgas in der Direktreduktionsanlage und die anschließende Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen im Vergleich zur Verwendung von Koks Kohle nach dieser Einschätzung bereits um 25% teurer. Bei der Verwendung von grünem Wasserstoff sind es hingegen über 400%, was in Summe zu einem Anstieg der Opex von insgesamt rd. 75% (275 €/t) führt.

Der Spread ist aber im Jahr 2021 errechnet worden. Mittlerweile dürfte der Spread deutlich größer sein, da sich Koks Kohlepreise sowie Erdgas und Elektrolysekosten – je nach Lage der Elektrolyseanlage – weiter auseinander bewegt haben. Sowohl für Industriestrom- (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2022) als auch Erdgaspreise (forbes, 2022) sind zum Teil Kostensteigerungen um mehr als 100% im Vergleich zum Vorjahr erkennbar. Auch ohne Berücksichtigung dieses Kostenanstiegs liegt der Anteil der Energiekosten für wasserstoffbasierten Stahl an den Opex bereits bei rd. 50% und somit deutlich über dem der Hochofenroute (rd. 20%). Für die

Wettbewerbsfähigkeit von „grünem“ und auch „blauem“ Stahl sind wettbewerbsfähige Energiepreise also entscheidend.

Abbildung 22: Produktionskosten für die Primärstahlerzeugung nach Produktionsverfahren 2021 (€/t, ohne Capex)

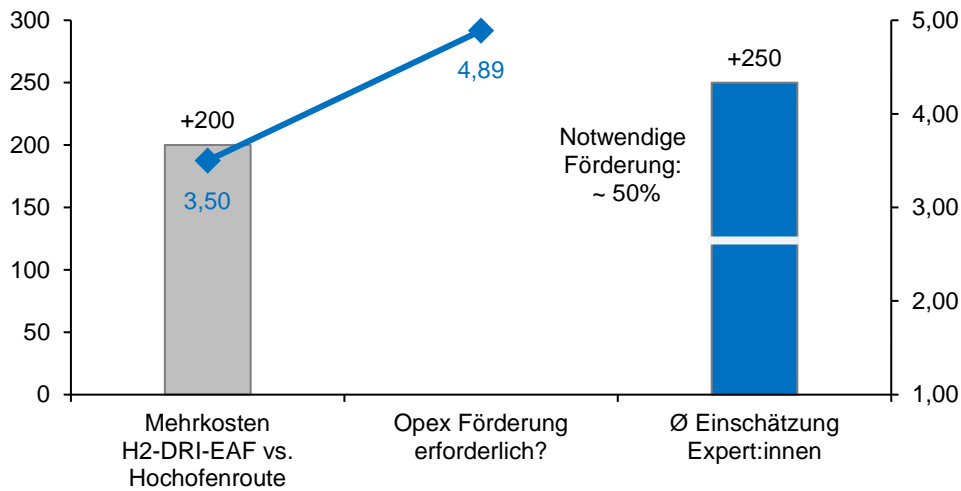


Quelle: Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut und Ecologic Institut (2021)

Anmerkung: Kombinationen Hochofen-Konverter-Route und Direktreduktion/EAF-Route („CH4=Verwendung von Erdgas, „H2“= Verwendung von grünem Wasserstoff)

Die Interviewvorgabe mit Mehrkosten von 200 €/t wurde im Rahmen der Interviews, die zum Teil vor dem Krieg in der Ukraine stattgefunden haben, als „eher realistisch eingeschätzt, obwohl hohe Unsicherheiten bezüglich Wasserstoff- und Strompreisen sowie Transportkosten bestehen. Die Interviewten sehen die Förderung der erhöhten Opex im Vergleich zu den aktuellen Kosten der Primärroute, die nicht an den Markt weitergegeben werden können, zumindest temporär (in einem Zeitraum von ca. 10 Jahren) als erforderlich an. Hier könnte man aus Sicht der Autoren argumentieren, dass Stahlproduktion bisher aufgrund externalisierter Kosten zu günstig war und aus dieser Sicht eine Opex-Förderung nicht oder in geringerem Umfang erforderlich ist. „Grüner“ Stahl muss aber auch aus Sicht der Interviewten langfristig ohne Förderungen wirtschaftlich sein.

Abbildung 23: Heutige Opex der H2-basierten Direktreduktion vs. Opex der Hochofenroute (in €/t) sowie Einschätzung der Expert:innen (1=sehr unrealistisch; 5=sehr realistisch)



Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 24 sind die „Top 5“ der in den Interviews genannten Gefahren für einen Rückgang der Primärstahlproduktion in Deutschland aufgelistet. Aktuell scheint sich abzuzeichnen, dass von staatlicher Seite ausreichende finanzielle Mittel für erste transformative Projekte in der Primärstahlindustrie zur Verfügung gestellt werden könnten. Allerdings bezieht sich das zunächst vorwiegend auf die erhöhten Capex. Die erhöhten Opex – auf Basis aktueller Energiekosten – stellen eine Herausforderung dar. Im Rahmen von IPCEI Projekten wird aktuell die sog. „Barwertlücke“ von Projekten gefördert, d. h. es werden die kapitalisierten zusätzlichen Capex und Teile der prognostizierten erhöhten Opex, die nicht an den Markt weitergegeben werden können, gefördert. Allerdings dürften sich – zumindest auf Basis des aktuellen Preisniveaus und somit bei der Förderung noch nicht abgebildeter erhöhter Opex, weitere Förderbedarfe für Opex über die sog. Carbon Contracts for Difference ergeben. Die Förderung der Barwertlücke schafft aber langfristig Rahmenbedingungen, die es erlauben, erste Investitionsentscheidungen in die Transformation zu treffen.






Kritisch betrachtet wird aktuell besonders die Versorgung mit Strom (langfristig vollständig aus erneuerbaren Energien), Erdgas und Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen. So ist der temporäre Betrieb der Direktreduktionsanlagen mit Erdgas wesentlicher Bestandteil des Transformationsprozesses, da Wasserstoff zumindest kurz- und wahrscheinlich auch mittelfristig nicht in ausreichenden Mengen zu Verfügung stehen wird. Zudem ist eine wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion stark von Industriestrompreisen abhängig. Die Sicherstellung der Versorgung mit Strom, Erdgas und lang-

fristig auch Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen muss also von politischer Seite mit höchster Priorität behandelt werden.

Da sich das Endprodukt „Stahl“ entlang der verschiedenen technologischen Verfahrensrouten einzig im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen während des Produktionsprozesses unterscheidet und Opex-Förderungen nur ein temporäres Mittel sein können, müssen aus wirtschaftlicher Sicht auch für die Abnehmer und letztlich den Verbraucher Anreize geschaffen werden einen höheren Preis zu bezahlen („grüne Leitmärkte“). Ebenso muss während des Parallelbetriebs von Hochofen und Direktreduktionsanlage auch die Hochofenroute temporär profitabel bleiben. Der europäische Emissionshandel in Kombination mit einem Grenzausgleichsmechanismus kann als geeignetes Instrument dienen, um einerseits einen wirtschaftlichen Transformationsanreiz über Verknappung und Verteuerung der Zertifikate sowie der freien Zuteilung zu setzen. Dabei ist sorgfältig zwischen Anreiz und tragbarer Belastung auszubalancieren. Andererseits muss über einen wirksamen Grenzausgleich die Wettbewerbsfähigkeit der noch nicht transformierten Stahlindustrie gegenüber ausländischen Stahl mit nicht oder weniger internalisierten Umweltkosten gesichert werden.

Abbildung 24: Gefahren nach Einschätzung der Expert:innen

„Top 5“ Gefahren für einen Rückgang der Primärstahlproduktion in DE
(„adressiert“ | „offen“ | „kritisch“)

	Keine ausreichende (oder zu langsame) Förderung von Capex und Opex.
	Keine ausreichende Versorgung mit kostengünstigen (wettbewerbsfähigen) Erdgas, H2 erneuerbaren Energien.
	Kein ausreichender Markt für grünen Stahl.
	Keine ausreichenden, regulatorischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf Level Playing Field / Vermeidung von Carbon Leakage.
	Große Kunden/Endabnehmerindustrien verlagern ihre Produktionsstätten ins Ausland.

Quelle: eigene Darstellung

Die in den Interviews genannten Forderungen an die Politik stehen naturgemäß im direkten Zusammenhang mit den identifizierten Gefahren (Abb. 25). Wie zuvor erläutert, sind Förderungen für Capex und Opex bereits „auf den Weg gebracht“, um die Transformation zu begleiten. Kurz- und mittelfristig besteht die wohl größte Herausforderung darin, eine ausreichende Erdgasversorgung sicherzustellen. Der fortlaufende Ausbau von LNG-Terminals zur Diversifizierung der Versorgung ist zielführend.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass der Aufbau dieser Infrastruktur zukünftig ebenso für den Wasserstofftransport genutzt werden kann. Auch langfristig wird die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Produktionsstandorte entlang der Wertschöpfungsketten maßgeblich vom Strompreisniveau abhängen. Die Energiewende muss also beschleunigt werden. Entscheidend ist die Verfügbarkeit von Gas, Strom und Wasserstoff zu günstigen wettbewerbsfähigen Preisen.

Ferner ergeben sich entlang des Transformationspfades begleitende Herausforderungen, wie beispielsweise die Schaffung von Anreizen auf Kunden-seite zum Erwerb emissionsarmen bzw. emissionsfreien Stahls, um letztlich auch die „Barwertlücke“ im Rahmen von Förderungen möglichst gering zu halten. All diesen Herausforderungen kann nur wirkungsvoll begegnet werden, wenn transformative Regulatorik unabhängig von Legislaturperioden einen zuverlässigen und klar definierten Pfad konstituiert.

Abbildung 25: Forderung der Expert:innen an die Politik

„Top 5“ Forderungen an die Politik

(„adressiert“ | „offen“ | „kritisch“)



Anschubfinanzierungen sowie zeitweise Opex-Förderung für Erdgas und H2.



Ausreichende und kostengünstige (wettbewerbsfähige) Versorgung mit Erdgas, H2, Strom aus erneuerbaren Energien und Infrastruktur.



Schaffung von grünen Leitmärkten und Carbon Leakage Schutz gewährleisten.



Feste (regulatorische) Rahmenbedingungen unabhängig von Legislaturperioden.



Sicherung von notwendigen Aus- und Weiterbildungen sowie Entwicklung von Bildungsstandards.

Quelle: eigene Darstellung

Die Transformation der Primärstahlindustrie als größter Treibhausgasemittent im Industriesektor ist ein richtiger und wichtiger Schritt. Der „Grundbaustein“ – die Technologie für eine emissionsfreie Produktion – ist vorhanden, gleichwohl birgt deren Implementierung viele Herausforderungen. Auch von politischer Seite wurden im vergangenen Jahr erste wichtige Leitplanken, insbesondere im Hinblick auf Förderungen von Capex und Opex gesetzt.

Die „erste Welle“ der technologischen Umstellung von der Hochofenroute auf die wasserstoffbasierte Direktreduktionsroute wird bei den Unternehmen der Primärstahlindustrie aktiv vorangetrieben. Das übergeordnete Ziel muss sein, Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland zu erhalten und möglichst auszubauen. Deutschland muss sich weiterhin als attraktiver und wettbewerbsfähiger Produktionsstandort behaupten. Hierauf wird bei der Beschreibung der Transformationsszenarien zurückzukommen sein.

3.2 Sekundärstahlproduktion

Elektrolichtbogenofen-Route

Die Elektrolichtbogenofen-Route ist neben der Hochofen-Konverter-Route (Primärstahlproduktion) das zweite wesentliche technologische Verfahren, das aktuell für die Rohstahlproduktion angewendet wird. Etwa 30 % oder 12 Mio. Tonnen der jährlichen Rohstahlproduktion in Deutschland werden über die Sekundärroute erzeugt (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2022). Da das Verfahren auf Stahlschrott basiert, ist die Qualität (oder „Güte“) des eingesetzten Schrotts maßgeblich für die erzeugte Güte des Rohstahls. Qualitativ hochwertiger Stahlschrott ist allerdings nur begrenzt verfügbar und nach Einschätzung der Expert:innen auch zukünftig der wesentliche Engpass für etwaige Steigerungen der Produktionsmenge in Deutschland (siehe auch Abschnitt „Primärstahlerzeugung“).

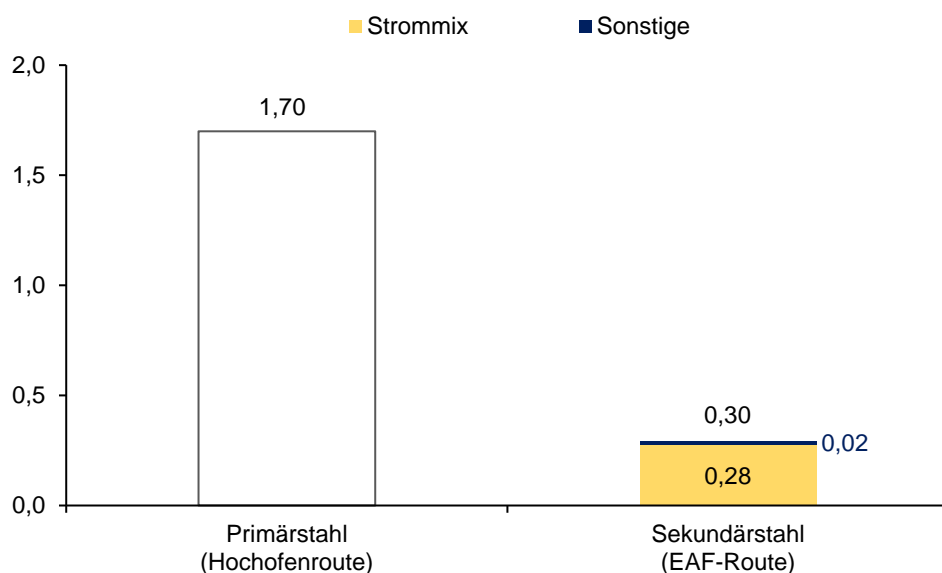
Bei der Sekundärstahlproduktion wird Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen (EAF) eingeschmolzen und zu neuem Rohstahl verarbeitet. Der Schmelzprozess erfolgt bei Temperaturen von bis zu 3.500 Grad Celsius. Diese Temperaturen entstehen größtenteils durch Zufuhr elektrischer Energie über Graphitelektroden, die den Lichtbogen erzeugen. Darüber hinaus wird ein weiterer Teil der benötigten Energie (rd. 6 %) über erdgasbasierte Brenner zugeführt. Dies beschleunigt den Schmelzprozess und sorgt für stabile Temperaturen im Elektrolichtbogenofen. Nachdem der Stahl eingeschmolzen ist, werden unerwünschte chemische Bestandteile durch Zufuhr von Sauerstoff gebunden, wodurch eine Schlacke entsteht. Schließlich kann der Rohstahl abgestochen und in Form (beispielsweise Brammen oder Knüppel) gegossen werden (Industrie Energieforschung, 2021).

Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation

Ein Vorteil der Sekundärstahlerzeugung im Vergleich zu der Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Konverter-Route ist der niedrigere Ausstoß von Treibhausgasemissionen. Da die benötigte Energie im Elektrolichtbogenofen zum Großteil durch die Stromzufuhr erzeugt wird, hängt der Emissionswert maßgeblich vom zugrundeliegenden Strommix ab. Aktuelle Studien zufolge liegen die indirekten Emissionen der Sekundärstahlproduktion durch die Verwendung von Strom bei rd. 3,5 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr. Hinzu kommen weitere 0,2 Mio. Tonnen pro Jahr an direkten Emissionen durch Zuführung anderer Energieträger wie Erdgas und den prozessbedingten Kohlenstoffabbbrand an den Elektroden.

Bei einer jährlichen Produktionsmenge von ca. 12 Mio. Tonnen Stahl über die Sekundärroute ergeben sich demnach Emissionen in Höhe von rd. 0,3 Tonnen CO₂ pro Tonne Elektrostahl, von denen 95 % auf den Strommix zurückzuführen sind. Im Vergleich dazu ist die Primärstahlerzeugung über die Hochofen-Konverter-Route mit Emissionen von rd. 1,7 Tonnen CO₂ pro Tonne Rohstahl über 80 % emissionsintensiver (Abb. 26).

Abbildung 26: CO₂-Emissionen (in Tonnen) pro Tonne Rohstahl



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019)

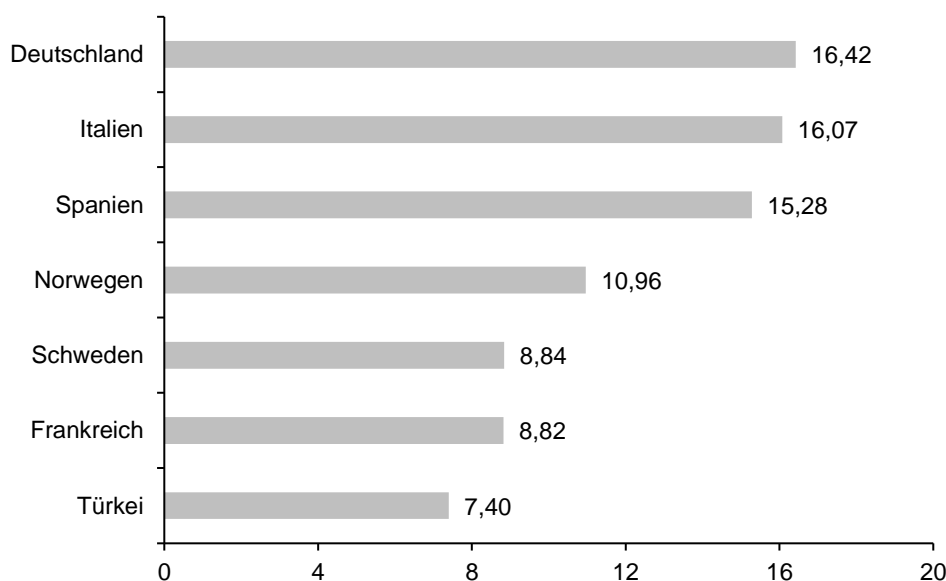
Der weitaus größte Hebel für die Emissionsreduktion in der Sekundärstahlerzeugung besteht also darin, den Anteil des „grünen“ Stroms sukzessive zu

erhöhen. Da Elektrostahlwerke aktuell keine- oder nur geringe Anteile des benötigten Stroms selbst erzeugen und eine konstante Stromversorgung gewährleistet werden muss, ist eine „passive“ Transformation über den deutschen Strommix realistisch. Eine eigene „grüne“ Stromerzeugung in größerem Umfang dürfte nicht infrage kommen.

Vor dem Hintergrund der notwendigen Energiewende in Deutschland sind wettbewerbsfähige Industriestrompreise eine große Herausforderung. Abbildung 27 stellt die Industriestrompreise in Deutschland (Stand 2. Halbjahr 2021) denen anderer ausgewählter europäischer Länder gegenüber. So zeigt sich, dass Deutschland (weiterhin) im europäischen Vergleich die höchsten Industriestrompreise hat. Für die Sekundärstahlunternehmen ergeben sich damit erhebliche Wettbewerbsnachteile im Vergleich zu anderen Standorten wie beispielsweise Schweden, Frankreich oder der Türkei. Die jährlichen Stromkosten für den Betrieb der Elektrolichtbogenöfen in Deutschland und der mit den hohen Industriestrompreisen verbundene Wettbewerbsnachteil lassen sich auf Basis der dargestellten Daten indikativ abschätzen.

So werden für die Produktion einer Tonne Stahl etwa 400 kWh an elektrischem Strom benötigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019). Insgesamt ergeben sich für die Unternehmen der Sekundärstahlproduktion in Deutschland also geschätzte Strombedarfe für den Betrieb der Elektrolichtbogenöfen von rd. 5 TWh. Auf Basis der 2021 geschätzten Stromkosten von rd. 800 Mio. €, sind die Kosten etwa 350 bis 450 Mio. € höher, als sie bei der Produktion dieser Menge in Schweden oder der Türkei wären.

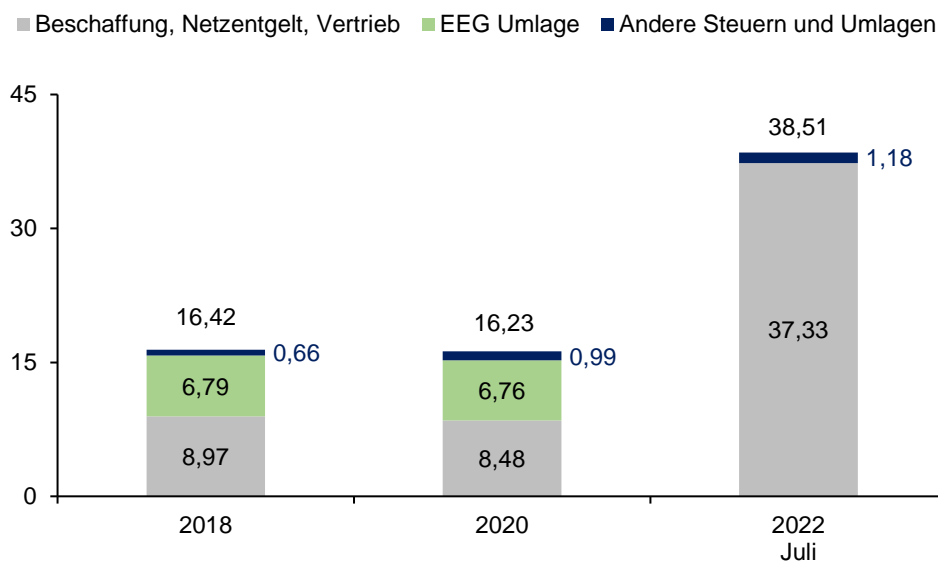
Abbildung 27: Industriestrompreise ausgewählter Länder (Stand 2. Halbjahr 2021, in Cent/kwh)



Quelle: Statistisches Bundesamt (2022)

Durch aktuelle geopolitische Entwicklungen sind die Industriestrompreise in Deutschland im Jahr 2022 drastisch angestiegen (Abb. 28). Ein Industriestrompreis von 38,51 Cent/KWh (Juli 2022) führt bei den Sekundärstahlunternehmen in Deutschland zu jährlichen Stromkosten von schätzungsweise 1,9 Mrd. Euro. Die Kosten sind damit um mehr als eine Milliarde höher als noch im zweiten Halbjahr 2021. Um die Wettbewerbsfähigkeit weiterhin gewährleisten zu können, muss dieser Entwicklung industriepolitisch entgegen gewirkt werden.

Abbildung 28: Industriestrompreis in Deutschland (in Cent/KWh)



Quelle: Statistisches Bundesamt (2022)

Aktive Maßnahmen sind im Hinblick auf die „sonstigen“ Emissionen zu ergreifen. Die prozessbedingten Emissionen durch Kohlenstoffabbbrand an den Elektroden werden langfristig durch CCU/CCS abgeschieden oder weiterverarbeitet werden müssen. Da diese aber nur einen geringen Anteil an den Gesamtemissionen ausmachen, besteht hier (noch) kein dringender Handlungsbedarf.

Dem für die Hilfsbrenner verwendeten Erdgas können hingegen schrittweise steigende Anteile an Wasserstoff beigemischt werden. Aktuell werden pro Tonne Stahl im Elektrolichtbogenofen etwa 0,8kg Erdgas für den Brennerbetrieb benötigt. Da Erdgas im Vergleich zu Wasserstoff einen geringeren Heiz- bzw. Brennwert pro Gewichtseinheit aufweist, wären schätzungsweise 0,3kg Wasserstoff pro Tonne Stahl notwendig (Bundesamt für Wirtschaft und

Ausfuhrkontrolle, 2020).¹ Bei einer Sekundärstahlproduktion von rd. 12 Mio. Tonnen pro Jahr entspricht dies einem „überschaubarem“ Wasserstoffbedarf von rd. 18.000 Tonnen pro Jahr.

Es ergeben sich allerdings technische Herausforderungen. So ist ein anteiliges Beimischen von Wasserstoff zu Erdgas aus technischen Gründen nur zu einem geringen Prozentsatz möglich. Daher müssen perspektivisch beispielsweise Brennertechnik, Steuerungstechnik, Zuführungs- und Abgas-technik sowie Sicherheitstechnik für die Verwendung von Wasserstoff vorbereitet werden. Die erfordert vonseiten der Unternehmen wiederum Investitionen. Ebenso müssen bestehende Gasleitungen für den Wasserstofftransport umgerüstet und weitere infrastrukturelle Investitionen (beispielsweise Anbindung an das Wasserstoffnetz) getätigt werden. Aus technischer Sicht müssen dabei noch Einzelheiten, wie beispielsweise der Einfluss von Wasserstoff (bzw. Wasser) auf das Mauerwerk im Elektrolichtbogenofen geprüft werden.

Insgesamt ergeben sich auch für die Sekundärstahlindustrie signifikante transformative Herausforderungen (Abb. 29). Die technische Umsetzung ist zwar partiell herausfordernd, durch gezielte Investitionen an den bestehenden Anlagen aber durchführbar. Für diese transformativen Ersatzinvestitionen sollten ebenfalls staatliche Fördermittel zur Verfügung gestellt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich der weitaus größere Hebel für die Emissionsreduktion bei der Stromerzeugung ergibt. So können schätzungsweise über 90 % der im Produktionsprozess „bis hin zum Gussstahl“ anfallenden Emissionen passiv über den fortlaufend zu erhöhenden Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien im deutschen Strommix vermieden werden. Neben Strom kommt der Verfügbarkeit von Erdgas und perspektivisch auch Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen eine ebenfalls große Rolle zu, insbesondere bei den nachgelagerten Prozessschritten.

¹ Wesentliche Annahmen: 48 KWh Erdgas/Tonne Stahl, Durchschnittlicher Heizwert Erdgas pro kg = 12,2 KWh, Heizwert Wasserstoff = 33,33 KWh/kg, 12,6 Mio. Tonnen Sekundärstahlproduktion

Abbildung 29: Herausforderungen für die Sekundärstahlindustrie nach Einschätzung der Expert:innen

Wesentliche Herausforderungen für die Sekundärstahlindustrie

(„adressiert“ | „offen“ | „kritisch“)



Technologie (anteilige Beimischung von H2 bei bestehenden Anlagen und vollständige Verwendung bei neuen Anlagen)



Förderung von Capex und Opex (Ersatzinvestitionen, Preisnachteil Grünstrom vs. Graustrom und H2 vs. Erdgas).



Strom, Gas, H2 (kostengünstige (wettbewerbsfähige) Versorgung mit grünem Strom, Erdgas und H2)

Quelle: eigene Darstellung

3.3 Weiterverarbeitung

Weiterverarbeitungsschritte

Ein Großteil des produzierten Gussstahls (beispielsweise Brammen oder Knüppel), werden im Anschluss weiterverarbeitet. So finden sich Walz- und Schmiedewerke häufig (jedoch nicht zwangsweise) an den Standorten der Stahlerzeugung. Nachfolgende – lediglich exemplarische und nicht abschließende – Ausführungen gelten daher gleichermaßen für die Primär- und Sekundärroute.

Bei Temperaturen zwischen 700 und 1.250 Grad Celsius kann der Gussstahl beispielsweise zu Blechen, Band oder Langprodukten warmgewalzt werden. Für die Erwärmung werden erdgasbasierte Stoß- oder Hubbalkenöfen verwendet. Im Anschluss erfolgt das Walzen einer vielfältigen Produktpalette, wie Warmbreitband und Bleche, in der Walzstraße. Die Bleche können darüber hinaus in einem separaten Verfahrensschritt zusätzlich bei 25 bis 700 Grad Celsius kaltgewalzt werden. Dafür sind weitere vor- und nachgelagerte Prozessschritte (u. a. Beizen) notwendig (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019).

Die Umformung kann aber auch in Freiform- oder Gesenkschmieden stattfinden. Dabei können gewalzte Produkte ebenso wie massive „Blöcke“ verarbeitet werden. Für den Schmiedeprozess besteht grundsätzlich keine Notwendigkeit eines vorgelagerten Walzprozesses. Gängige Praxis sind dabei Kaltumformung, Halbwarmumformung und Warmumformung. Die benötigten Temperaturen liegen dabei, je nach Verfahren, in der Bandbreite vom Kalt- bis hin zum Warmwalzen (25 bis 1.250 Grad Celsius).

Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation

Diese vielfältigen Prozessschritte erschweren es, allgemeingültige Aussagen zu treffen. CO₂-Emissionen und Energiebedarfe sind zum einen stark von den durchgeführten Prozessschritten in der Weiterverarbeitung abhängig. Zudem sind weitere Faktoren, wie beispielsweise die Verkettung von Produktionsschritten zu berücksichtigen, da etwaige „Restwärme“ des Materials beispielsweise im Warmwalzprozess genutzt werden kann. Grundsätzlich besteht aber auch die Möglichkeit, den vollständig abgekühlten Gussstahl an andere Standorte zu transportieren und (sofern notwendig) das abgekühlte Material „von Grund auf“ zu erwärmen. In der Literatur finden sich Daten zu CO₂-Emissionen und Energiebedarfen, die vor diesem Hintergrund allerdings nur exemplarisch zu verstehen sind.

Übergeordnet ergeben sich in der Weiterverarbeitung, ebenso wie bei der Stahlerzeugung, überschneidende transformative Herausforderungen, da beispielsweise (oft) das Erhitzen des Materials eine wesentliche Emissionsquelle darstellt. Am Beispiel der Herausforderungen bei der Elektrolichtbogenroute und des Warmwalzprozesses soll dies für die Stahlindustrie grob skizziert werden.

Die erzeugte Menge an warmgewalzten Stahlerzeugnissen in Deutschland lag in den vergangenen Jahren bei durchschnittlich rd. 90% der Rohstahlproduktion (Statista, 2020), also etwa 36 Mio. Tonnen. Im Prozess entstehen Emissionen, insbesondere durch die Verwendung von Strom (60kg/Tonne Stahl) und Gas (70kg/Tonne Stahl). In Summe ergeben sich knapp 5 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr. Der passiven Emissionsreduktion über einen zunehmenden Anteil an „grünem“ Strom im deutschen Strommix kommt also auch in der Weiterverarbeitung eine entscheidende Rolle zu. Aus diesen Daten lässt sich ein Strombedarf von rd. 4 TWh pro Jahr schätzen, bei angenommenen 0,117 MWh/Tonne. In Summe ergibt sich eine vergleichbare Größenordnung zu den Strombedarfen der Elektrolichtbogenofenroute und damit vergleichbare Herausforderungen in Bezug auf Verfügbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Industriestroms.

Ebenso sind technische Herausforderungen, wie beispielsweise notwendige Entwicklungen und Investitionen in Brennertechnologie und Infrastruktur mit den zuvor erläuterten Herausforderungen in Bezug auf die Hilfsbrenner im Elektrolichtbogenofen vergleichbar. Allerdings muss prozess- und mengenbedingt in der Weiterverarbeitung eine höhere Anzahl an Brennern – und somit auch mehr Erdgas durch Wasserstoff ersetzt werden. So wären bei einer jährlichen warmgewalzten Produktionsmenge von 36 Mio. Tonnen

grob überschlägig rd. 380.000 Tonnen Wasserstoff² und somit Elektrolysekapazitäten im niedrigen einstelligen Gigawattbereich notwendig.

Auch in der Weiterverarbeitung ergeben sich für die Primär- und Sekundärstahlindustrie somit, wie hier am Beispiel des Warmwalzprozesses skizziert, signifikante Strombedarfe. Diese werden perspektivisch durch den Wasserstoffbedarf weiter ansteigen. Mittel- bis langfristig müssen sowohl in der Sekundärstahlindustrie bei Elektrolichtbogenöfen sowie in der Weiterverarbeitung Investitionen getätigt werden, insbesondere um den Produktionsprozess auf den (ggf. schrittweise ansteigenden) Einsatz von Wasserstoff umzustellen. Es ergeben sich damit zusätzliche transformationsbedingte Capex und ebenso höhere Opex.

2 Wesentliche Annahmen: 350 KWh Erdgas/Tonne (hohe Unsicherheit), durchschnittlicher Heizwert Erdgas pro kg =12,2 KWh, Heizwert Wasserstoff=33,33 KWh/kg

4. Energieanlagenbau

Abgrenzung des Energieanlagenbaus

Wie in den vorherigen Kapiteln erörtert, ist die Transformation der Primär- und Sekundärstahlindustrie stark abhängig von der Energieversorgung und damit auch indirekt vom Energieanlagenbau in Deutschland. Für den Energieanlagenbau lassen sich verschiedene Tätigkeitsbereiche identifizieren, die aber nicht scharf voneinander abgegrenzt werden können.

Die Kraftwerkstechnik, als ein wesentlicher Bereich des Energieanlagenbaus, dient beispielsweise zur Umwandlung von Primärenergie in Elektrizität, Wärme oder Dampf. Entscheidend für die Umwandlung der Primärenergie ist insbesondere die Turbinentechnologie für Gas- und Dampfturbinen, mit deren Hilfe thermische in mechanische Energie umgewandelt werden kann. Um mechanische Energie in elektrischen Strom umzuwandeln sind Generatoren erforderlich, bei denen Transformatoren die erforderliche Spannung sicherstellen. Andere Bereiche des Energieanlagenbaus befassen sich mit der Energieübertragung. Wesentliche Anwendungsbereiche sind die Übertragung elektrischer Energie mithilfe von Leitungen und Schalteinrichtungen sowie die Verteilung an den Endverbraucher.

Die IG Metall bezifferte die Beschäftigung im Jahr 2015 für den konventionellen Energieanlagen- und Kraftwerksbau mit 55.000 direkt Beschäftigten sowie weiteren 130.000 Beschäftigten aus Zulieferbranchen (IG Metall Vorstand, 2015). Die amtliche Statistik bietet für den Energieanlagenbau hingegen keine trennscharfe Abgrenzung. Dies soll anhand ausgewählter Beispiele verdeutlicht werden:

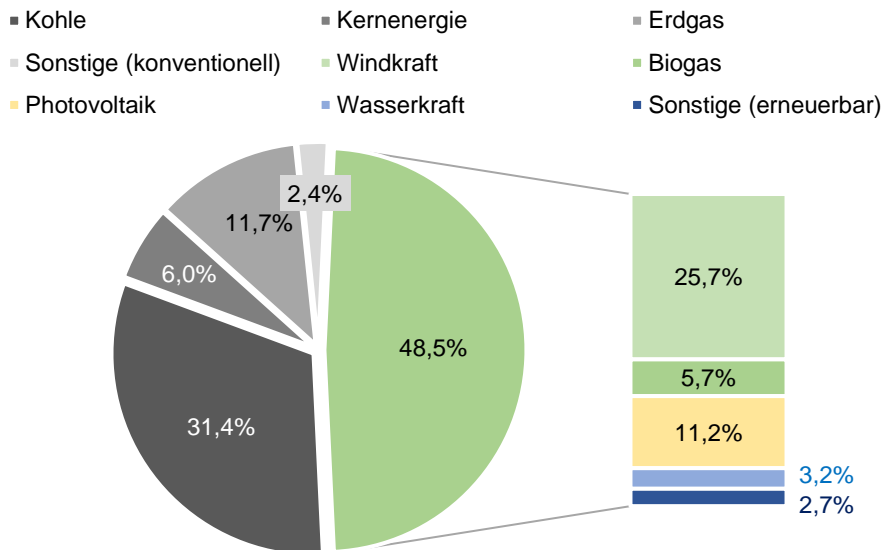
- WZ 28.11 (Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen): Bei Verbrennungsmotoren ist der Anteil, der auf die Erzeugung von Strom entfällt, relativ klein. Das Gros der Verbrennungsmotoren wird für den mechanischen Antrieb eingesetzt und ist nicht dem Energieanlagenbau zuzuordnen.
- WZ 27.11 (Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren): Hier ergibt sich insbesondere im Hinblick auf Elektromotoren eine spiegelbildliche Unschärfe.

Transformation der Stromerzeugung

Im ersten Halbjahr 2022 wurde knapp die Hälfte (48,5 %) des im Inland produzierten und ins Netz eingespeisten Stroms auf Basis von erneuerbaren Energieträgern erzeugt (Abb. 30). Trotzdem entfällt weiterhin der höchste Anteil der CO₂-Emissionen in Deutschland (rd. 30 %) auf den Energiesektor. Die Transformation des Energieanlagenbaus ist für das Erreichen von Klimazielen ein entscheidender Hebel, um die Stromversorgung für eine funktionierende Volkswirtschaft sicherzustellen. In der vorgelagerten Transfor-

mationsphase ist dies für viele Unternehmen und damit die Volkswirtschaft sogar von existenzieller Bedeutung.

Abbildung 30: Anteile der im Inland produzierten und ins Netz eingespeisten Strommenge im 1. Halbjahr 2022

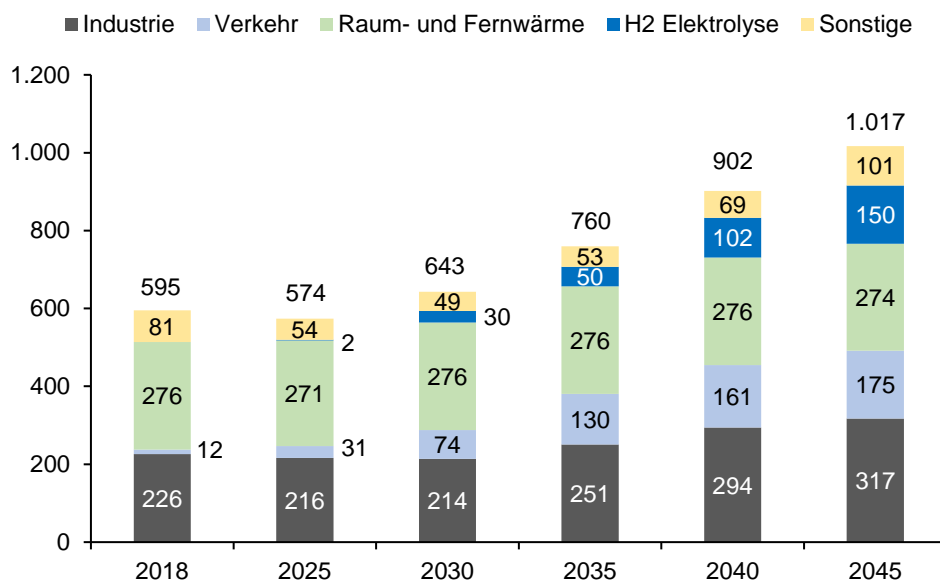


Quelle: (Statistisches Bundesamt, 2022)

Bei dem Ersatz bestehender Anlagen gilt es also, eine fortlaufende Versorgung sicherzustellen. Aktuelle Prognosen zeigen darüber hinaus, dass im Rahmen der Transformation nicht nur ein „Umbau“, sondern auch ein „Ausbau“ entlang der gesamten Strominfrastruktur notwendig ist. Eine Studie der Agora-Energiewende geht davon aus, dass der Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2045 um rd. 70% im Vergleich zu 2018 ansteigen wird (Abb. 31).

Die Einschätzung der Expert:innen in den vorherigen Kapiteln hat aber bereits gezeigt, dass diese Prognose zumindest für die Bereiche Wasserstoff und Stahl (als Teil des Industriesektors) vermutlich zu konservativ ist. Die Umstellung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten erfordert bereits eine Verdopplung der Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien. Aufgrund von steigenden Strombedarfen ist perspektivisch vermutlich eine Vervielfachung notwendig. Bei einer vollständigen oder auch weitestgehenden Umstellung auf erneuerbare Energien ergeben sich vielfältige und vielschichtige Herausforderungen für die Energieanlagenbauer.

Abbildung 31: Prognostizierter Bruttostromverbrauch in Deutschland (in TWh)



Quelle: (Agora Energiewende, 2021)

Bei der Stromerzeugung auf Basis von fossilen Energieträgern kann die Leistung der Kraftwerke gezielt gesteuert werden, während beispielsweise Photovoltaik- oder Windkraftanlagen nur dann Strom produzieren, wenn „die Sonne scheint oder der Wind weht“. Neben der Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien wird in der Übergangsphase auch fossile Stromerzeugung – ggf. auch temporär Atomkraft zumindest als Sicherheitsreserve – zum Ausgleich dieser Lastschwankungen benötigt. Ein verstärkter Ausbau von Gaskraftwerken würde sich dafür aufgrund der geringeren CO₂-Emissionen im Vergleich zu Kohlekraftwerken anbieten, allerdings muss dies vor dem Hintergrund der veränderten politischen Lage ggf. neu bewertet werden. Parallel dazu muss die Erdgasversorgung durch einen verstärkten und beschleunigten Ausbau von LNG-Terminals und die technologische Befähigung, zukünftig Wasserstoff einsetzen zu können, sichergestellt werden.

Einschätzungen zu wesentlichen Eckpunkten der Transformation

Im Rahmen der Interviews wurden von den befragten Expert:innen die wesentlichen „technischen“ Herausforderungen für die Transformation des Energieanlagenbaus skizziert. Diese lassen sich folgendermaßen zusammenfassend, aber nicht abschließend, darstellen:

- Sicherstellung der „H2-Fähigkeit“ bei der Implementierung neuer (erdgas-basierter) Anlagen
- Nachnutzung bestehender Anlagen
- Digitalisierung des Energiesystems
- Entwicklung und Implementierung innovativer Speichersysteme

Die Energieanlagenbauer müssen im Transformationszeitraum also flexibel und vielfältig agieren, da auch fossile Energieanlagen weiterhin benötigt werden. Die „breitere Produktpalette“ führt dazu, dass einerseits neue Technologien (z. B. „H2-ready-Gaskraftwerke) entwickelt und implementiert werden, gleichzeitig das Know-how für bestehende Technologien im Produktionsprozess und in der Instandhaltung erhalten bleiben muss. Der Energieanlagenbau steht vor der Herausforderung, wenigstens bis zum avisierten Ende der Transformationsphase im Jahr 2045, unter Berücksichtigung der Instandhaltung ggf. auch darüber hinaus, das technische Know-how und die personellen Kapazitäten im Umgang mit fossilen Energieanlagen zu erhalten.

Für die „Kraftwerke der Zukunft“ spielt Flexibilität eine entscheidende Rolle. Die Anlagen müssen aus technischer Sicht schnell und flexibel „hoch- und herunterfahrbar“ sein, um etwaigen Lastschwankungen entgegenzuwirken. Für die technische Umsetzung ist dabei eine flächendeckende Implementierung von „Smart-Grid-Technologien“ notwendig. Dies bedeutet, dass die „Akteure des Energiesystems“ (u. a. Erzeugung, Transport, Speicherung, Verteilung, Verbrauch) kommunikativ verbunden werden, um die Netzbetreiber mit wichtigen Informationen zu versorgen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022).

Wettbewerbsfähige Energieanlagenbauer werden deshalb zukünftig einen deutlich höheren Digitalisierungs- und Automatisierungsgrad der Anlagen anbieten müssen. Um dies zu erreichen, sind hohe Aufwendungen für Forschung und Entwicklung und gleichzeitig für Qualifikationsmaßnahmen des Instandhaltungs- und Servicepersonals erforderlich. Eine wesentliche Technologie in diesem Zusammenhang sind die sog. „Smart-Meter“, die in Abgrenzung zu konventionellen Stromzählern beispielsweise auch Spannungsausfälle protokollieren können.

Ferner müssen ebenso Alternativen zum Ausgleich von Lastschwankungen entwickelt werden, da auch Erdgas sich nur als Übergangslösung anbietet. Bereits heute werden signifikante Anteile der Stromproduktion auf Basis von erneuerbaren Energien mithilfe von Biomasse erzeugt. In Blockheizkraftwerken (BHKW) können beispielsweise gasförmige sowie flüssige Biomasse und in Biomasse(heiz)kraftwerke feste Biomasse zu Strom verarbeitet werden. Allerdings sind diese primär für eine „vor-Ort-Verstromung“ in kleineren Anlagen und weniger für großindustrielle Anwendungen geeignet.

Ergänzend dazu sind neue Speichertechnologien auf Basis der volatilen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erforderlich. Im Bereich der Wärmeerzeugung können beispielsweise Stromüberschüsse mit Power-to-

Heat Technologien verknüpft werden. Ebenso eignen sich Power-to-Liquid bzw. Power-to-Gas Technologien, wie beispielsweise die Wasserstoffelektrolyse zur Speicherung von Stromüberschüssen. Erzeugter Wasserstoff kann u. a. zum sukzessiven Ersatz von Erdgas in den Kraftwerken genutzt werden, um Lastschwankungen flexibel auszugleichen. Für die dabei erforderliche Skalierung der Anlagen im „industriellen Maßstab“ müssen im Vorwege noch Forschungen und Entwicklungen getätigt werden. Die Speicherung geht allerdings mit Energieverlusten einher, bei der alkalischen Wasserstoffelektrolyse liegt der Wirkungsgrad beispielsweise bei ca. 60 % bis 70 % (Agora Energiewende, 2021).

Es werden darüber hinaus neue, noch zu erforschende und zu entwickelnde Speichertechnologien benötigt. Der Um- und Ausbau des Energiesektors kann dabei zur Gewährleistung der Netzstabilität voraussichtlich nur schrittweise erfolgen. Dabei empfiehlt es sich aus wirtschaftlicher Sicht, die vorhandene Infrastruktur an den bestehenden Kraftwerkstandorten und das technische Know-how der Mitarbeitenden zu nutzen. Entsprechend gilt es, Nachnutzungskonzepte an den Kraftwerkstandorten (beispielsweise Ersatz eines Kohlekraftwerks durch ein „H₂-ready-Gaskraftwerk“) zu entwickeln.

Für den deutschen Energieanlagenbau, z. B. Bau von Elektrolyseanlagen, bieten sich über den Bau von Anlagen in Deutschland Chancen. Die Anlagen können als wertvolle Referenz im internationalen Wettbewerb dienen.

Darüber hinaus ergeben sich auch personalwirtschaftliche Herausforderungen für den Energieanlagenbau. Nach Einschätzung der Expert:innen werden transformationsbedingt keine „größeren Berufsgruppen“ (beispielsweise Elektroniker oder Industriemechaniker) entfallen. Vielmehr besteht die Herausforderung darin, das bestehende Know-how der Mitarbeitenden (beispielsweise im Bereich der Service-Techniker), auch nach dem Ausscheiden der „geburtstarken Jahrgänge“ aus der Erwerbstätigkeit, flächendeckend zu erhalten und Qualifizierungsmaßnahmen für neue – und vermehrt digitale – Technologien zu ergreifen. Erhöhte Personalbedarfe im Energieanlagenbau entstehen nach Einschätzung der Expert:innen und auf Basis der zuvor erörterten „technischen Herausforderungen“ bei Ingenieuren und IT-Spezialisten. Die Zusammenarbeit mit externen Instituten (IHK, Universitäten ...) sollte in diesem Zusammenhang intensiviert werden.

Für die Transformation des Energieanlagenbaus wird ein verlässlicher energiepolitischer Rahmen benötigt. Kurzfristig muss aber der (politische) Fokus weiterhin auf der Sicherstellung der Erdgasversorgung, beispielsweise durch beschleunigten Ausbau von LNG-Terminals liegen. Die Transformation anderer Sektoren und Branchen ist stark an eine stabile und wettbewerbsfähige Energieversorgung geknüpft. Die Transformation des Energieanlagenbaus als Grundvoraussetzung für die Emissionsvermeidung entlang volkswirtschaftlicher Wertschöpfungsketten muss daher sukzessive und mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Deutschlands industriepolitisch vorangetrieben werden.

5. Szenarien für die wasserstoffbasierte Transformation der Primärstahlproduktion

Die in den vorherigen Kapiteln identifizierten Einflussfaktoren für die wasserstoffbasierte Transformation der Primärstahlproduktion in Deutschland sind die Ausgangsbasis zur Ableitung der Transformationsszenarien. Obwohl die Einflussfaktoren im Einzelnen komplex sind und zum Teil in einem direkten volkswirtschaftlichen Zusammenhang stehen, können diese vereinfacht zwei wesentlichen Kategorisierungen zugeordnet werden:

- **„Wettbewerbsfähiger grüner Stahl“:** Einflussfaktoren, die unmittelbare und ausschließliche Notwendigkeiten für die Transformation der Stahlindustrie abbilden wie beispielsweise Förderungen von Capex und Opex, die Etablierung von grünen Märkten und weitere regulatorische Rahmenbedingungen wie beispielsweise die Definition von grünem Stahl.
- **„Wettbewerbsfähige Infrastruktur“:** Die Sicherstellung einer ausreichenden und wettbewerbsfähigen Verfügbarkeit von (grünem) Strom, Gas und H₂.

Für die Ableitung der Szenarien werden die kategorisierten Einflussfaktoren gegenübergestellt, woraus sich vier wesentliche Quadranten ergeben (Abb. 32). Hellgrau angedeutet sind Transformationsszenarien, die als Extremszenarien unrealistisch erscheinen und daher durch ein Szenario (verkürzte) verlängerte Werkbank aufgegriffen werden. Die wesentlichen Gründe für diese Annahme sollen nachfolgend kurz skizziert werden:

- **„Alte Welt“:** Durch den sukzessiven Entfall der freien Zuteilungen ist ein Szenario, in dem nicht transformiert wird, perspektivisch nicht wirtschaftlich.
- **„Verdrängung“:** In diesem Szenario wird (mittelfristig) davon ausgegangen, dass grüner Stahl wettbewerbsfähig wird. Es erscheint unrealistisch, dass in solchem Szenario grüner Stahl auf der einen Seite in Deutschland gefördert, auf der anderen Seite aber keinerlei wettbewerbsfähige Infrastruktur parallel aufgebaut wird.
- **„Verzicht“:** Für den Fall, dass in Deutschland eine wettbewerbsfähige Infrastruktur entsteht, ist nicht damit zu rechnen, dass es keinerlei grüne Stahlproduktion in Deutschland geben wird.

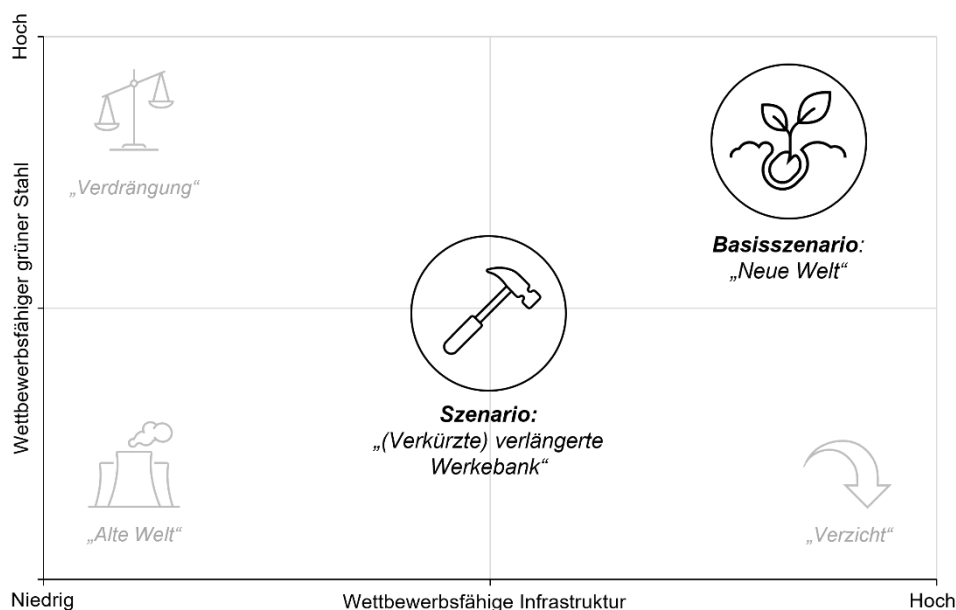
Darüber hinaus wurden zwei aus volkswirtschaftlicher Sicht, „realistische“ Szenarien abgeleitet:

- **„Neue Welt“ (Basisszenario):** Dieses Szenario bildet die aus den Interviews gewonnenen Erkenntnisse ab und stellt einen geordneten Übergang der gesamten Produktion und Wertschöpfungsstufen von der emissionsintensiven Hochofen-Konverter-Route hin zu der wasserstoffbasier-

ten Direktreduktion in der Primärstahlproduktion ab. Es müssen zahlreiche Einflussfaktoren positiv zusammenwirken. Man könnte dieses Szenario als „optimistisch“ bezeichnen, es bildet aber die überwiegende Meinung der befragten Expert:innen ab.

- **„(Verkürzte) verlängerte Werkbank“:** Die hohe Unsicherheit der Einflussfaktoren wird in diesem Szenario gewürdigt. So könnten Unsicherheiten für die wettbewerbsfähige Bereitstellung von Wasserstoff und temporär auch Erdgas in Deutschland Auslöser dafür sein, dass die Unternehmen der Primärstahlindustrie in Deutschland nicht die vollständige Transformation der Roheisen/Rohstahlerzeugung umsetzen. Auch könnten ausländische Wasserstoffproduzenten eine Verlängerung der Wertschöpfung hin zu Eisenschwamm, Bramme oder noch weiter anstreben. Die Verlagerung der „Roheisenproduktion“ bzw. „Eisenschwammproduktion“ (engl. „Hot Briquetted Iron“ – HBI) oder sogar Brammenproduktion als Äquivalent der Direktreduktion, führt dazu, dass deutsche Standorte Eisenschwamm oder Brammen importieren und partiell als „verlängerte Werkbank“ dienen. Vor diesem Hintergrund ist perspektivisch eine partielle Verlagerung der Weiterverarbeitung denkbar, sodass dieses Szenario auch als (verkürzte) verlängerte Werkbank bezeichnet wird.

Abbildung 32: Einordnung der Szenarien auf Basis der ermittelten Einflussfaktoren



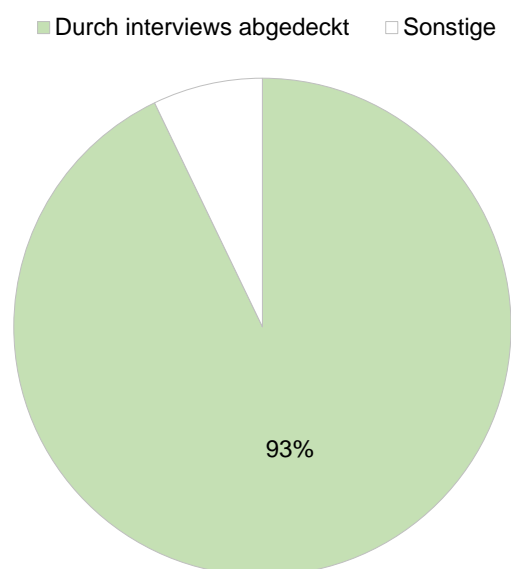
Quelle: eigene Darstellung

Die Einflussfaktoren können in Ihrer Gesamtheit als Indikatoren für die Beantwortung der Frage nach der grundsätzlichen Transformation der Primärstahlproduktion und somit zur Identifikation der Szenarien genutzt werden. Die Szenarien sollen zudem auch inhaltlich im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Stahlindustrie beschrieben werden.

Um dieser Frage nachzugehen wurden Interviews mit Expert:innen aus Unternehmen geführt, die kumuliert rund 93 % der Primärstahlproduktion in Deutschland repräsentieren (Abb. 33). Die inhaltliche Frage nach dem „was?“ – wird transformiert – wird im Rahmen der Primärstahlproduktion dabei (vereinfacht) mit dem Ersatz der Kokereien, Sinteranlagen sowie Hochofen und Konverter durch Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen (oder alternativ Einschmelzer) beantwortet.

Die Befragung hat dabei gezeigt, dass der technologische Transformationspfad von der Hochofenroute hin zu der wasserstoffbasierten Direktreduktion bei den Unternehmen klar beschrieben ist. Obwohl im Bereich der „Weiterverarbeitung“ ebenfalls Transformationsmaßnahmen zu ergreifen sind, hat die Befragung der Expert:innen gezeigt, dass die weitaus größten Herausforderungen in den genannten Bereichen liegen. Für den Bereich „Weiterverarbeitung“ ergeben sich große Überschneidungen mit den notwendigen Transformationsmaßnahmen der Sekundärstahlindustrie (siehe hierzu auch Abschnitt „Sekundärstahlproduktion“).

Abbildung 33: Durch Interviews abgedeckte Primärstahlproduktion in Deutschland auf Basis von 28 Mio. Tonnen Jahresproduktion (in %)



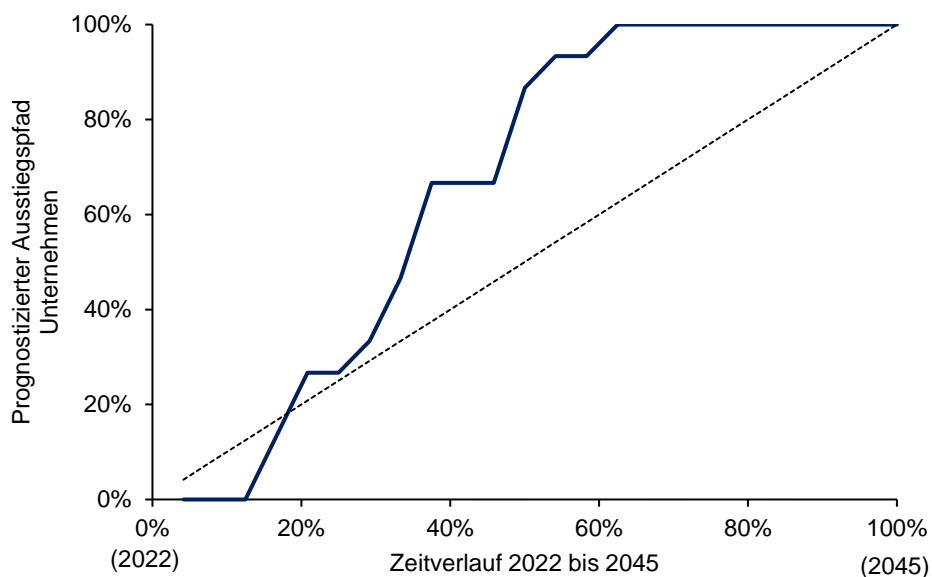
Quelle: eigene Darstellung

Der hohe Beteiligungsgrad der Stahlunternehmen an dieser Studie ermöglicht es, konkrete Projekte/Planungen der Unternehmen als Anhaltspunkte für die Beantwortung der Fragen nach dem zeitlichen Transformationspfad im Rahmen der Szenarien einzubeziehen.

Die im Folgenden dargestellten Annahmen zu Kapazitätsumstellungen, insbesondere mittelfristig in den Jahren bis 2030, beruhen somit zum Großteil auf konkreten Projekten/Planungen der Unternehmen. Trotzdem sei an dieser Stelle betont, dass auch die mittelfristigen Umstellungsplanungen der Unternehmen stark an die erörterten Einflussfaktoren geknüpft sind. Die Unternehmen sind weiterhin sowohl auf die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Stahl als auch die Wettbewerbsfähigkeit der Infrastruktur angewiesen, um die Transformation beginnen – und sukzessive durchführen zu können.

Für die Beschreibung der Szenarien im Hinblick auf Kapazitätsumstellungszeitpunkte wird auf Planungen der Unternehmen sowie im späteren Zeitverlauf auf eigene, den geführten Interviews zugrundeliegende, Einschätzungen abgestellt (Abb. 34).

Abbildung 34: Prognostizierter Ausstiegspfad der Unternehmen (Anzahl Hochöfen in %) im Zeitverlauf (Jahre 2022 bis 2045 in %)



Quelle: eigene Darstellung

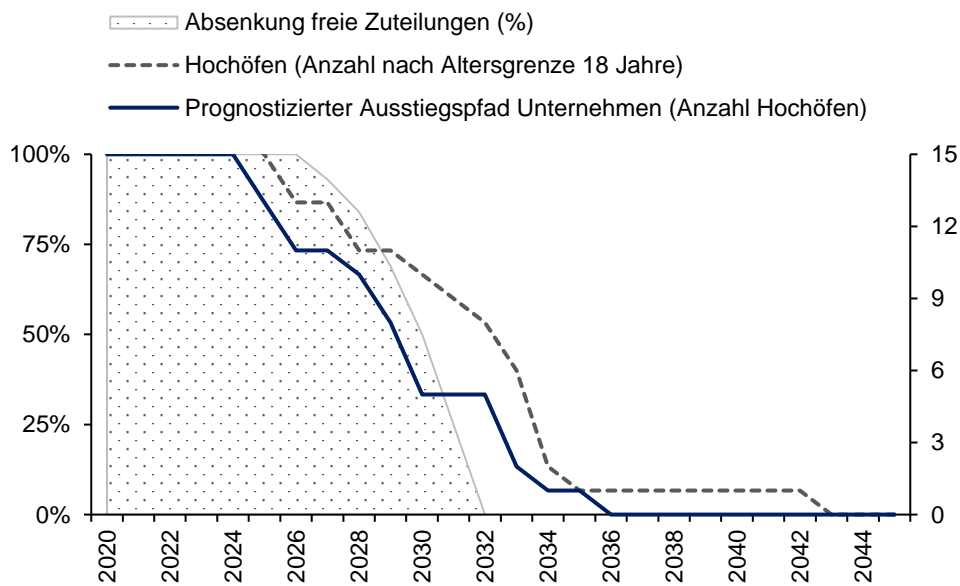
Hochöfen werden in der Praxis alle 16 bis 20 Jahre im Rahmen einer Zustellung erneuert und modernisiert. Dieses Zeitfenster kann in Zukunft von den Unternehmen genutzt werden, um die Kapazitäten der Hochöfen sukzessive durch die Direktreduktionstechnologie zu ersetzen. Bei entsprechenden

Rahmenbedingungen könnten bereits bis 2035 potenziell über 90% der Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden.

Die deutschen Stahlunternehmen verfolgen bei der Transformation ambitionierte Zeitpläne, sodass eine vollständige Umstellung der Kapazitäten bereits „Mitte der 2030er-Jahre“ realistisch erscheint. Ferner wird dies dadurch untermauert, dass die Unternehmen im Wettbewerb stehen und entsprechend parallel transformieren. Zudem ist nach aktuellem Kenntnisstand ebenfalls in diesem Zeitraum mit einem Entfall der freien Zuteilungen von Emissionszertifikaten im EU-ETS zu rechnen, wodurch die klassische Hochofen-Konverter-Route voraussichtlich zunehmend weniger wirtschaftlich betrieben werden kann.

In der Folge ist bei dem Ausstiegspfad der Unternehmen mit „sprunghaften“ Kapazitätsumstellungen um die Jahre 2025 und 2030 zu rechnen. Darüber hinaus hat die Befragung der Expert:innen gezeigt, dass die Umstellung der Hochöfen auf Direktreduktionsanlagen innerhalb der Unternehmen sukzessive erfolgt. Ursächlich dafür ist u. a. die Tatsache, dass die Anlagen der Hochofenroute weiterhin parallel betrieben werden müssen, bis diese schließlich durch die wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlagen ersetzt werden können. Hinzu kommt eine Bau- bzw. Implementierungszeit der Direktreduktionsanlagen von schätzungsweise zwei bis drei Jahren.

Abbildung 35: Absenkung freier Zuteilungen (gemäß Vorschlag EU-Parlament, Zustellung der Hochöfen nach Altersstruktur der Anlagen (Anzahl Anlagen bei 18 Jahren Lebensdauer) und prognostizierter Ausstiegspfad der Unternehmen (Anzahl Hochöfen)



Quelle: Prognos: Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland (2022); Bundesklimaschutzgesetz (2022)

Die eingangs beschriebenen Szenarien „neue Welt“ und „verlängerte Werkbank“ den nachfolgend als „mögliche, aber fiktive zukünftige Welten“ beschrieben. Hierzu werden, bis zum nächsten Abschnitt „Prognostizierte Beschäftigungseffekte und Qualifikationsbedarfe sowie Qualifizierungskosten in der Primärstahlproduktion“, Welten im „Erzählstil“ beschrieben, d. h. die Beschreibung der Szenarien erfolgt so, als würden die genannten Rahmenbedingungen wie beschrieben eintreten.

5.1 Basisszenario „Neue Welt“

Unternehmen stoßen in einer ersten Welle Investitionen in Direktreduktionsanlagen an als Ausgangsbasis

Nach dem Bekenntnis aller Stahlunternehmen zur klimaneutralen Transformation schafft die Politik durch Capex- und Opex Förderrahmen die Basis dafür, dass ab 2022 eine erste Welle von Investitionen in Direktreduktionsanlagen bei allen deutschen Stahlunternehmen ausgelöst wird, die in den Jahren 2025 bis 2026 in Betrieb gehen werden.

Definition von „grünem Stahl“ und Entstehen erster grüne Leitmärkte als Katalysatoren

Als Katalysator auf politischer Ebene erfolgt eine übergreifende Definition von „grünem“ Stahl. Diese grüne Zertifizierung ermöglicht es, den Unternehmen für Abnehmer und Kunden Transparenz zu schaffen.

In den Endabnehmerindustrien, wie beispielsweise der Automobilindustrie, kann von nun an die Verwendung des grünen Stahls bei den Kunden als wesentliches Sonderausstattungsmerkmal beispielsweise im Rahmen eines „Öko-Pakets“ beworben werden. Aufgrund der hohen Wertschöpfungstiefe sind die zusätzlichen Kosten für die Verwendung von grünen Werkstoffen in der Automobilindustrie nur mit moderaten Zusatzkosten verbunden und finden entsprechend auch beim Kunden Anklang. So ist der in einem PKW durchschnittlich verbaute Anteil an Stahl für rd. 25 % der CO₂-Emissionen in der Herstellphase verantwortlich.

Die Umstellung auf grünen Stahl führt hingegen zu zusätzlichen Kosten in Höhe von weniger als 500 € pro PKW (weniger als 1,5 %). Mit einem Anteil von etwa 80 % an den CO₂-Emissionen des enthaltenen „grauen Stahls“ im Herstellungsprozess und zusätzlichen Kosten in Höhe von 3 bis 6 % bei der Verwendung von „grünem Stahl“ fallen die zusätzlichen Kosten für Offshore Windenergieanlagen ebenso moderat an (Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, 2021). Neben den grünen Leitmärkten im Automobil- und Energiesektor dient zunächst die öffentliche Beschaffung als wesentlicher Absatzmarkt für grünen Stahl.

CBAM als wesentlicher Baustein zur Vermeidung von Carbon Leakage

Auf europäischer Ebene wird an der Ausgestaltung eines wirksamen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus gearbeitet. Die Grundideen der im Rahmen des 2021 vorgestellten „Fit-for-55-Pakets“ der EU-Kommission bleiben dabei erhalten:

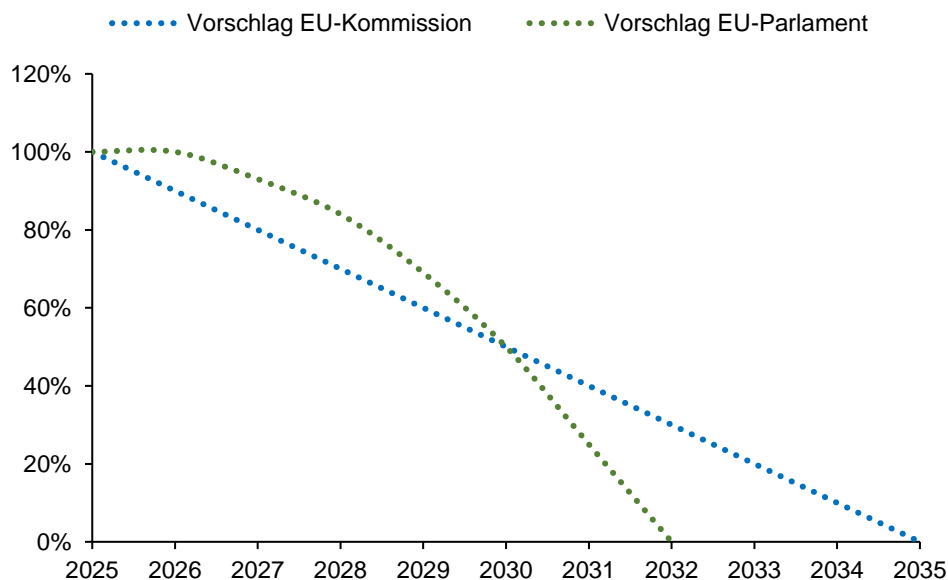
- Die kostenlosen Zuteilungen von Emissionszertifikaten, die in der Stahlindustrie 2021 noch rd. 85 % (Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle, 2022) der benötigten Emissionszertifikate abgedeckt haben und das wesentliche Element zur Verhinderung von Carbon Leakage im Rahmen des EU-ETS sind, sollen schrittweise entfallen. Damit wird ein Anreiz zur Transformation geschaffen.
- Zur Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen energieintensiven Unternehmen (wie u. a. Stahlindustrie) gegenüber außereuropäischen Drittländern, wird ein sog. „Carbon Border Adjustment Mechanism“ (CBAM) eingeführt.
- Ziel ist es, EU-Handelspartner virtuell an den EU-ETS anzubinden. EU-Importeure werden dabei verpflichtet, für bestimmte Produkte (u. a. Stahlprodukte) CBAM-Zertifikate zu erwerben, die dem CO₂-Preis entsprechen, der gezahlt worden wäre, wenn die Waren nach den EU-Regeln für die Bepreisung von CO₂-Emissionen hergestellt worden wären.

Der erste Entwurf der EU-Kommission aus dem Jahr 2021 sah dabei vor, die kostenlosen Zuteilungen ab dem Jahr 2026 um 10 % p. a. zu senken, bis diese im Jahr 2035 vollständig entfallen (Abb. 36). Dabei sind gleich mehrere Faktoren in der Öffentlichkeit kritisch betrachtet worden, wie u. a. auch der Plan zum linearen Abschmelzen der freien Zuteilungen.

Diese Kritik wurde vom EU-Parlament aufgenommen und ein Gegenvorschlag im Jahr 2022 entworfen. In Abgrenzung zum Vorschlag der EU-Kommission soll das Abschmelzen der freien Zuteilungen ein Jahr später – im Jahr 2027 – und bis 2029 zunächst in geringerem Umfang erfolgen. Für das Jahr 2030 sehen beide Vorschläge ein Abschmelzen der freien Zuteilungen in Höhe von 50 % vor. Nach Vorschlag des EU-Parlaments erfolgt der vollständige Entfall im Jahr 2032. Der Vorschlag des EU-Parlaments zielt somit darauf ab, den Unternehmen zunächst mehr Zeit zur Umsetzung transformativer Maßnahmen einzuräumen. Durch das vorgezogene Ende der freien Zuteilungen im Jahr 2032 sollen gleichzeitig weitere Anreize geschaffen werden, die Transformation zügig anzugehen.

Im Winter 2022 – dem Ausarbeitungszeitpunkt dieser Studie – befinden sich die drei europäischen Institutionen Rat, Parlament und Kommission im Trilog, um möglichst bald eine Einigung über die Vorschläge zu erreichen.

Abbildung 36: Abschmelzen der kostenlosen ETS-Zertifikate für die Industrie gemäß Vorschlag der EU-Kommission (2021) und Vorschlag des EU-Parlaments (2022) (in %, 2025=100 %)



Quellen: IHK Karlsruhe (2022); Council of the European Union (2022), eigene Darstellung

Um CBAM als wirksames Instrument zum Schutz gegen Carbon Leakage einführen zu können, wurden schließlich nach intensivem Austausch weitere wesentliche Elemente des ursprünglichen Entwurfs der EU-Kommission konzeptionell angepasst:

1. **Wirksamkeitstest:** Als neues Instrument zum Schutz gegen Carbon Leakage wird die Wirksamkeit des Grenzausgleichsmechanismus zunächst in einer Testphase auf den Prüfstand gestellt. Der 2022 folgende Vorschlag des EU-Parlaments im Hinblick auf die freien Zuteilungen (Abb. 36), wird letztlich etabliert. So beginnt das Abschmelzen der kostenlosen Zuteilungen im Jahr 2027, jedoch in geringerem Umfang. Damit wird durch die höhere Menge an freien Zuteilungen als bewährte Option zur Vermeidung von Carbon Leakage temporär Investitionssicherheit für die Unternehmen geschaffen. Eine vollständige Abschmelzung der freien Zuteilungen erfolgt, nach Validierung der Wirksamkeit, im Jahr 2032.
2. **Exportfähigkeit:** Um die Wettbewerbsfähigkeit exportorientierter Industriestandorte zu gewährleisten, werden Exportgüter, die unter die Regelungen des CBAM fallen, subventioniert. So werden spiegelbildlich zum Umgang mit Importgütern entsprechende CO₂-Ausgleichszahlungen geleistet, die der Differenz des CO₂-Preises nach EU-Regelungen und denen der Zielregion entsprechen.

- 3. Transparenz:** Gemäß dem Vorschlag des europäischen Rats wird die Verwaltung auf europäischer Ebene zentralisiert. So u. a. das Verwaltungsregister zentral und Transparenz auf Ebene der EU, anstatt auf Ebene der Mitgliedsstaaten geführt (Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021).

Da die Umstellung der ersten Hochöfen auf Direktreduktionsanlagen bereits 2025 erfolgt und Planungs- sowie Bauphase für die Errichtung der Anlagen bis zu drei Jahre in Anspruch nehmen kann, wird der Grenzausgleichsmechanismus in den beschriebenen konzeptionellen Grundzügen noch im Jahr 2022 auf europäischer Ebene beschlossen, um Planungssicherheit für die notwendigen Investitionen zu schaffen. Darüber hinaus wird sichergestellt, dass sowohl die konventionelle Hochofen-Konverter-Route als auch die Direktreduktionsroute (temporär) profitabel bleiben.

Neben der Schaffung eines internationalen Level-Playing-Fields kann in den folgenden Jahren beobachtet werden, dass die Einführung des Grenzausgleichsmechanismus auch in außereuropäischen Regionen zum Umdenken führt, um etwaige Abgaben durch eigene Maßnahmen zu minimieren.

Förderung von Capex und Opex

Zur Förderung von Capex und temporärer Förderung von höheren Opex im Rahmen der Transformation sind ausreichende „Fördertöpfe“ vorhanden, die u. a. über „Important Project of Common European Interest“ (IPCEI) zur Verfügung gestellt werden (Bundesministerium der Finanzen, 2022). Durch erhebliche Emissionsreduktionspotenziale in der Stahlindustrie bei gleichzeitig bereits vorhandener Technologie, um emissionsarmen bzw. emissionsfreien Stahl herstellen zu können, wird ein signifikanter Teil des Fördervolumens im Rahmen von IPCEI Projekten an die Primärstahlunternehmen vergeben. In Einklang mit den Vorgaben der Welthandelsorganisation ergeben sich dabei projektbezogene beihilfefähige Kosten für:

- Durchführbarkeitsstudien und Kosten für die erforderlichen Genehmigungsverfahren und Genehmigungen
- Kosten für Instrumente und Ausrüstungen
- Kosten für den Erwerb oder Bau von Gebäuden, Infrastruktur und Grundstücken
- Kosten für sonstige Materialien und Bedarfsmittel
- Kosten für Patente und andere immaterielle Vermögensgegenstände
- Personal- und Verwaltungskosten
- Investitionsaufwendungen (Capex) und Betriebskosten (Opex)
- sonstige Kosten für die Realisierung des Vorhabens

Die Beihilfeintensität richtet sich dabei nach der Finanzierungslücke im Verhältnis zu den beihilfefähigen Kosten. Die Finanzierungslücke oder auch „Barwertlücke“, entspricht der Differenz zwischen den abgezinsten positiven

und negativen Cashflows der Investition (Europäische Kommission, 2014). Im Rahmen des Förderantrags reichen die Unternehmen eine detaillierte Projektskizze ein. So können beispielsweise die unterschiedlich hohen Anteile von Energiekosten in den verschiedenen europäischen Ländern im Rahmen der Förderungen berücksichtigt werden und deutsche Standorte auch bei den (temporär) vergleichsweise hohen Kosten wettbewerbsfähig bleiben. Da nicht alle anfallenden Kosten (wie beispielsweise Abbruchkosten) im Rahmen der IPCEI-Beihilfen berücksichtigt werden (können), ergibt sich in der Praxis eine „bereinigte Beihilfeintensität“ von unter 100 %.

Darüber hinaus erfolgt die Auszahlung der Fördermittel zur Schließung „Barwertlücke“ nicht direkt nach Bewilligung des Förderantrags, sondern über einen im Vorfeld definierten Zeitraum. So müssen die Unternehmen zwar zum Teil erhebliche Vorfinanzierung leisten, durch die Bewilligung von ausreichenden Fördermitteln wird aber Investitionssicherheit geschaffen. Die erhöhten Opex werden nicht nur über die oben beschriebene Förderung abgedeckt, sondern zudem durch wirksame Carbon Contracts for Difference.

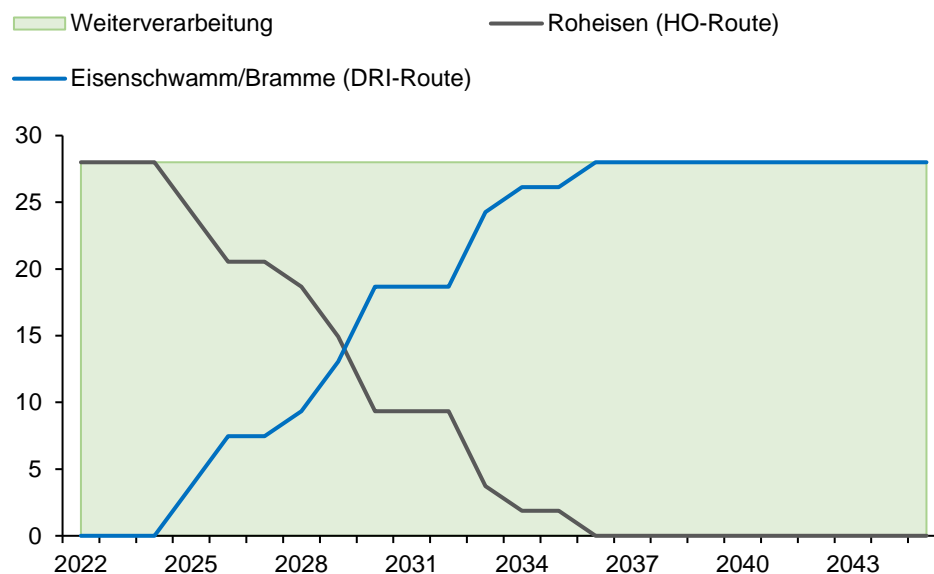
Umstellung der Primärstahlkapazitäten

Die geschaffene Investitionssicherheit durch einen Grenzausgleichsmechanismus und erste grüne Leitmärkte sowie Anschubförderungen für die notwendigen Investitionen und Capex-Erhöhungen führen dazu, dass im Jahr 2025 die ersten Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden. Dabei stehen die großen Stahlunternehmen weiterhin im Wettbewerb und transformieren parallel, um den Anschluss an die Konkurrenz nicht zu verlieren.

Innerhalb der Unternehmen/Produktionsstandorte erfolgt durch den temporären Doppelbetrieb der Hochofen- und der Direktreduktionsroute ein sukzessiver Ersatz der Anlagen im Zeitverlauf. Folge ist ein „sprunghafter“ Kapazitätsaufbau von Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen (sowie ein kongruenter Abbau von Hochofenkapazitäten im Zeitraum um die Jahre 2026 und 2030 (Abb. 36).

Weitere Treiber dieser Entwicklung sind die nicht länger bzw. nur noch im geringen Umfang verfügbaren kostenlosen Zuteilungen von Emissionszertifikaten bei gleichzeitig weiterhin steigenden CO₂-Preisen. So wird auch der letzte verbleibende Hochofen für die Primärstahlproduktion im Jahr 2036 zugestellt und durch eine Direktreduktionsanlage ersetzt. Die Weiterverarbeitung bleibt, aufgrund von (nahezu) gleichbleibender Primärstahlproduktion, hingegen konstant.

Abbildung 37: Primärstahlproduktion nach Produktionsverfahren und Weiterverarbeitung (in Mio. Tonnen)



Quelle: eigene Darstellung

Verfügbarkeit von Erdgas zu wettbewerbsfähigen Preisen

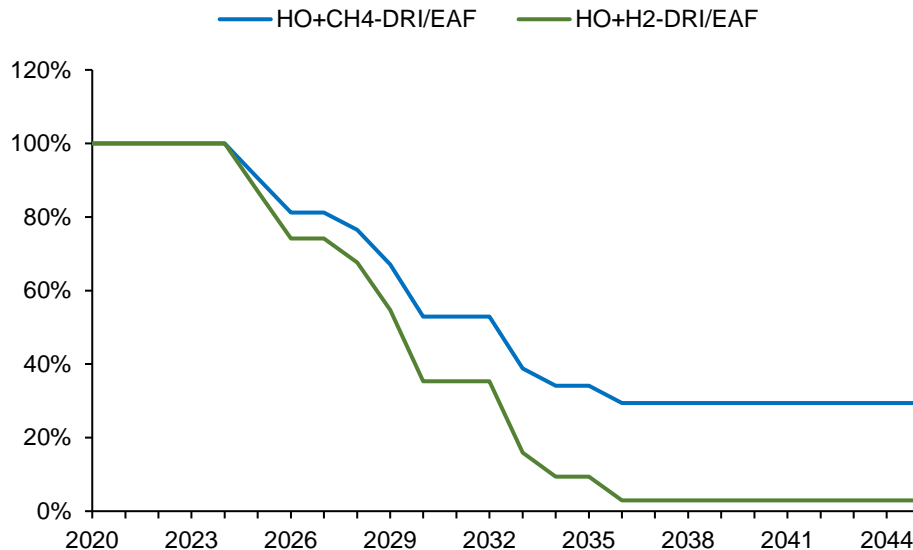
Für den Betrieb der Direktreduktionsanlagen ist zunächst die Verfügbarkeit von Erdgas als Übergangslösung entscheidend. Durch die Anstrengungen, 2022 bis 2024 von russischem Erdgas unabhängig zu werden, steht ausreichend Erdgas zu wettbewerbsfähigen Preisen zu Verfügung. Erdgas wird über Pipelines und die neu eingerichtete LNG-Infrastruktur beschafft. Mit der erdgasbasierten Direktreduktion können schätzungsweise 70 % der Emissionen im Vergleich zur Hochofenroute eingespart werden. Eine emissionsfreie Produktion muss aber langfristig auf grünem Wasserstoff als Reduktionsmittel basieren (Global Energy Solutions, 2021).

Die Umstellung der Primärstahlkapazitäten erfolgt zu einem großen Teil bereits bis zum Jahr 2030 und eine vollständige Umstellung bis zur Mitte der 2030er-Jahre. Der Betrieb der Anlagen mit Erdgas hebt für die Stahlindustrie bereits erhebliche Emissionsreduktionspotenziale, sodass die Emissionen der Stahlindustrie im Jahr 2030 bereits zu großen Teilen verringert werden können (Abb. 37). Entsprechend ergeben sich weitere Potenziale durch die Verwendung von (grünem) Wasserstoff.

Verbleibende Emissionsquellen (beispielsweise der Anodenabbrand im EAF) werden durch ergänzende Verfahren wie CCU/CCS abgefangen und weiterverarbeitet/gespeichert. Durch die „geringe Emissionsmenge“, die allerdings immer noch bei über einer Millionen Tonnen CO₂ p. a. liegt, ist die

Anwendung von CCU/CCS im Wesentlichen erst in den letzten Jahren bis zu der angestrebten Klimaneutralität 2045 notwendig.

Abbildung 38: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten im Basisszenario bei Verwendung von Erdgas und Wasserstoff (in %)



Quellen: Global Energy Solutions (2021), eigene Berechnungen

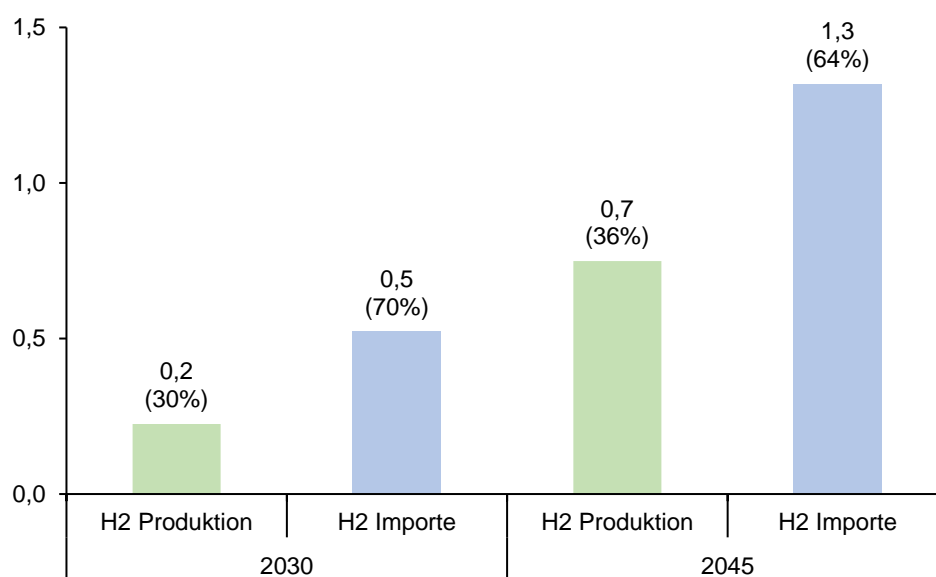
Annahmen: Kombinationen Hochofen-Konverter-Route und Direktreduktion/EAF-Route („CH4“=Verwendung von Erdgas, „H2“= Verwendung von grünem Wasserstoff)

Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen. Erneuerbare Energien und Elektrolysekapazitäten werden in Deutschland sukzessive ausgebaut. Gleiches gilt für die Importinfrastruktur für grünen Wasserstoff. Es wird dabei eine bisher nicht gekannte Umsetzungsgeschwindigkeit auf Unternehmensebene, aber auch auf Ebene von Genehmigungsverfahren angestrebt und bewusst in der Hochlaufphase darauf geachtet, die Ausgestaltung der Kriterien für den zur Wasserstoffherzeugung einsetzbaren Strom nicht zu stark einzuengen. Ebenso werden nicht zielführende genehmigungsrechtliche Hindernisse beseitigt. Die Transformation im Detail gestaltet sich wie folgt:

Da bis 2030 rd. zwei Drittel der Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden konnten und das Abschmelzen der freien Zuteilungen weiter voranschreitet, entsteht in der Stahlindustrie eine hohe Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Ein ausschließlich auf Wasserstoff basierender Betrieb der Anlagen würde zu diesem Zeitpunkt bereits eine Menge von rd. 1,3 Mio. Tonnen erfordern. Da sich die Elektrolysekapazitäten noch im Ausbau befinden

und die Unternehmen weiterhin Teile der freien Zuteilungen von Emissionszertifikaten erhalten, wird etwa die Hälfte der Primärstahlproduktion über die Direktreduktionsroute mithilfe von Wasserstoff und die andere Hälfte mithilfe von Erdgas erzeugt (Abb. 38). Dabei ist Deutschland bis 2030 und auch weiterhin bis 2045 zu einem großen Teil auf Wasserstoffimporte angewiesen.

Abbildung 39: H2-Produktion in Deutschland und H2-Importe nach Deutschland für die Verwendung in Primärstahlproduktion (in Mio. Tonnen)



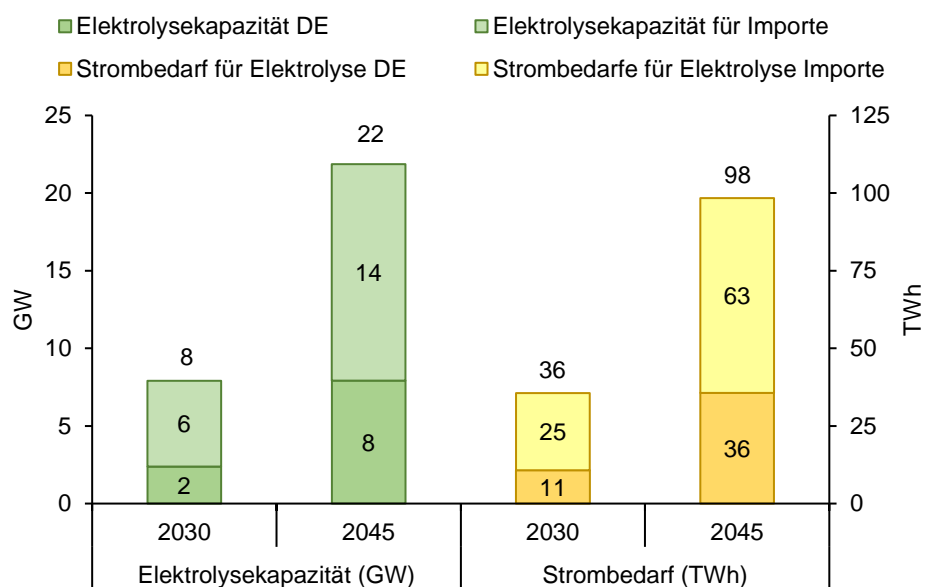
Quellen: Prognos AG (2020), BMWi (2021), Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2021), Agora Energiewende (2021), eigene Berechnungen

Für den Betrieb der entstandenen Direktreduktionskapazitäten bis 2030 und unter Einsatz von 50% Erdgas, sind insgesamt 8 GW an Kapazitäten und der Einsatz von 36 TWh an Strom aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffelektrolyse notwendig. Da auch andere Sektoren und Industrien für die Emissionsreduktion maßgeblich auf Wasserstoff angewiesen sind, wird der Wasserstoffbedarf für die Primärstahlerzeugung 2030 zu 70% durch Importe gedeckt. Für den deutschen Produktionsanteil von rd. 0,2 Mio. Tonnen werden 2 GW Elektrolysekapazitäten und 11 TWh grünen Stroms benötigt (Abb. 39).

Um im späteren Zeitverlauf die komplette Primärstahlerzeugung in Deutschland auf das wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren umzustellen sind schließlich insgesamt 22 GW Elektrolysekapazitäten (davon 8

GW in Deutschland) sowie 98 TWh grünen Stroms (davon 36 TWh in Deutschland) notwendig.

Abbildung 40: Elektrolysekapazität (in GW) und jährliche Strombedarfe für die Elektrolyse (in TWh) für die Primärstahlproduktion

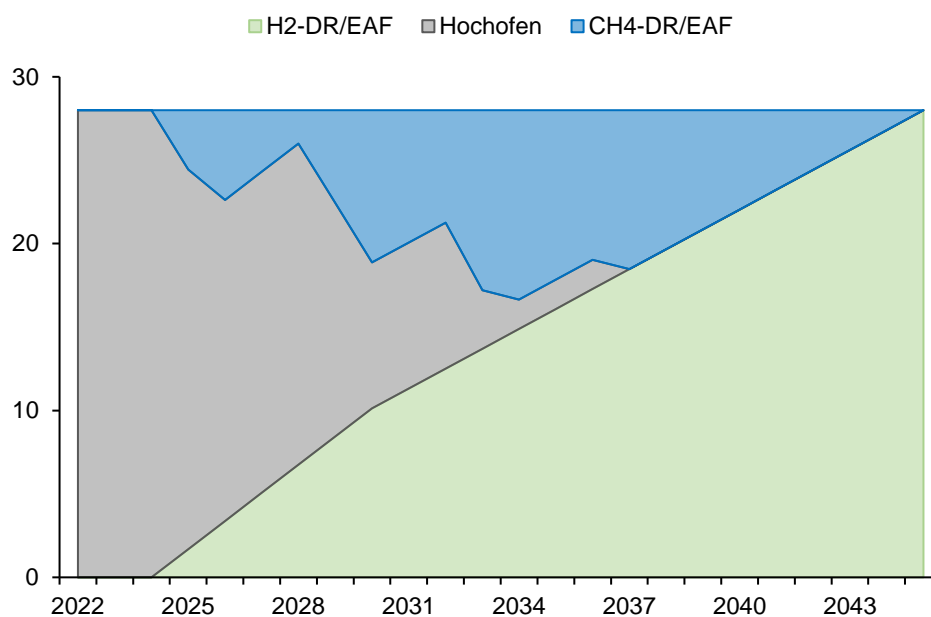


Quellen: Prognos AG (2020), BMWi (2021), Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2021), Agora Energiewende (2021), eigene Berechnungen

Annahmen: Elektrolysekapazität 2030=10GW und 2045=50GW, Wirkungsgrad=70%, 4.500 Volllaststunden p. a., Anteil Importe prozentual gemäß Agora Energiewende (2021)

Wasserstoff bleibt ein knappes Gut, das industriepolitisch gezielt eingesetzt werden muss. Die Primärstahlindustrie ist vor allem in den Jahren von 2026 bis zum Ende der 2030er-Jahre maßgeblich auf den Einsatz von Erdgas als Übergangsmedium angewiesen, bis eine ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff gewährleistet ist (Abb. 40).

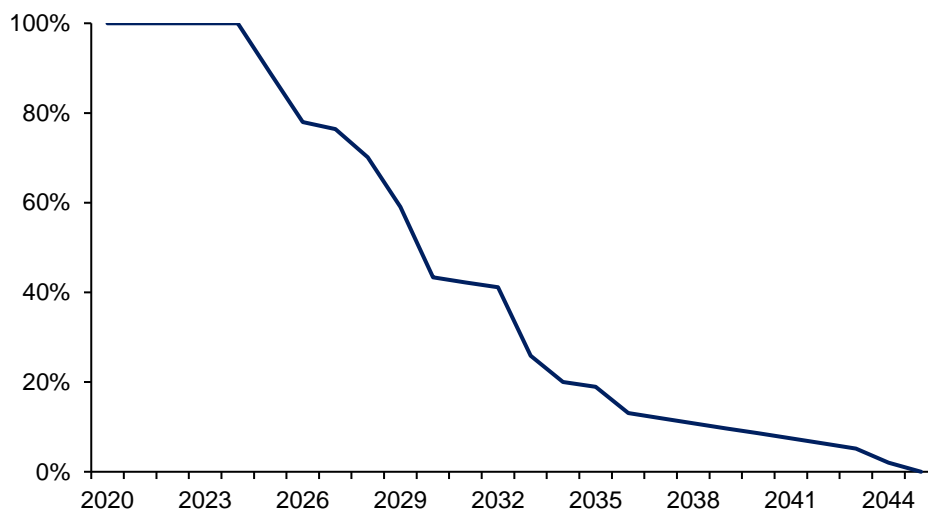
Abbildung 41: Roheisen/Eisenschwammproduktion nach Produktionsverfahren im Zeitverlauf (in Mio. Tonnen p. a.)



Quelle: eigene Darstellung

Durch die großen Emissionsreduktionspotenziale, die sich bereits durch die Verwendung von Erdgas als Reduktionsmittel ergeben und einer partiellen Verwendung von grünem Wasserstoff, dessen Anteil fortlaufend erhöht wird, leistet die Stahlindustrie einen großen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele. Für etwaige (prozessbedingte) Restemissionen werden schließlich Technologien zur CO₂-Weiterverarbeitung oder -Speicherung etabliert.

Abbildung 42: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten sowie H2-Verfügbarkeit im Basisszenario (in %)



Quellen: Deutscher Bundestag (2021), Global Energy Solutions (2021), eigene Berechnungen

5.2 Szenario „(Verkürzte) verlängerte Werkbank“

Erste Investitionswelle in Direktreduktionsanlagen erfolgreich, aber es ist ein (zu) langer Weg und der Wettbewerb im Ausland schläft nicht.

Anfang der 2020er-Jahre zeichnet sich zunächst eine moderate Nachfrage nach grünem Stahl ab und die Unternehmen der Primärstahlindustrie in Deutschland planen ihren Transformationspfad auf der Zeitachse. Bis Mitte der 2020er-Jahre können Projekte mit einigen Verzögerungen umgesetzt werden.

Den Unternehmen stehen durch staatliche Förderungen ausreichend finanzielle Mittel zur Verfügung, um die Transformation beginnen zu können. Gefördert wird die sog. „Finanzierungslücke“, die Differenz zwischen den positiven und den negativen (abgezinsten) Cashflows während der Lebensdauer der Investition. Die Höhe der Fördermittel wird grundsätzlich zu Beginn der Projekte ermittelt und im Zeitverlauf ausgezahlt. Etwaige Kosteneinsparungen oder zusätzliche Erträge im Abgleich zum Förderantrag verringern dabei das Fördervolumen, höhere Aufwendungen müssen hingegen von den Unternehmen getragen werden. Klar ist also, dass infrastrukturelle und regulatorische Rahmenbedingungen an den Standorten entscheidend für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit sind.

Mitte der 2020er-Jahre können vor diesem Hintergrund die ersten Direktreduktionsanlagen in Deutschland in Betrieb genommen werden. An einigen Standorten ist die Transformation mit dem Ersatz des Hochofens bereits weitestgehend abgeschlossen, andere Standorte mit mehreren Hochöfen befinden sich hingegen weiterhin mitten in der Transformationsphase mit der zusätzlichen Herausforderung, zwei Technologien parallel betreiben zu müssen.

Die zweite Welle der Investition in Direktreduktionsanlagen kommt aufgrund der nicht ausreichenden Entwicklung der Rahmenbedingungen ins Stocken und teilweise zum Erliegen und der Wettbewerb im Ausland schläft nicht.

Die Versorgung mit Erdgas in Deutschland erweist sich vor dem Hintergrund der geopolitischen Lage bei anhaltend hohen Preisen weiterhin als problematisch und der Hochlauf der weltweiten Wasserstoffelektrolysekapazitäten steht nach wie vor noch am Beginn. Die angestrebten 10 GW Elektrolysekapazitäten in Deutschland bis zum Jahr 2030 erscheinen vor dem Hintergrund der kritischen Erdgasversorgung aus industriepolitischer Perspektive zunehmend unzureichend. Weiterhin sind Industriestrompreise in Deutschland im internationalen Vergleich nicht wettbewerbsfähig.

In anderen europäischen Ländern wie beispielsweise in Spanien und Schweden, aber auch im Mittleren Osten und sogar Nordafrika ist man im Vergleich dazu schon einen Schritt weiter. Großangelegte Greenfield Projekte, mit direkt an den Standort verfügbaren Elektrolysekapazitäten im Gigawatt-Bereich können schnell und effizient umgesetzt werden, sodass der Markt für emissionsarmen Stahl unabhängig vom Rohstoff Erdgas bedient werden kann. Da Energiekosten weiterhin den Großteil der Produktionskosten in der Rohstahlproduktion über die Direktreduktionsroute und insbesondere im Bereich der Eisenschwammerzeugung ausmachen, stehen die Unternehmen, die sich weiterhin mitten in der Transformationsphase befinden, mit Blick „über den deutschen Tellerrand hinaus“ vor einer Grundsatzentscheidung.

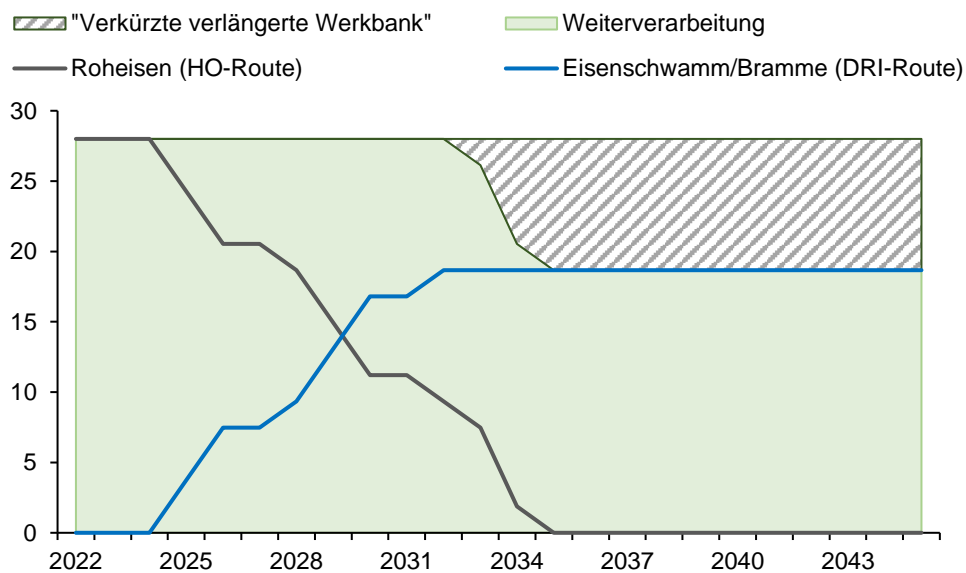
Der Entfall der freien Zuteilungen wird in den kommenden Jahren dazu führen, dass die Hochofenroute nicht länger wirtschaftlich betrieben werden kann – die Stilllegung der Hochöfen ist also unvermeidlich. Gleichzeitig führen die hohen Energiepreise in Deutschland und der stockende Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur dazu, dass der Import von Eisenschwamm aus Regionen mit hohen Verfügbarkeiten von kostengünstigem Strom aus erneuerbaren Energien und kostengünstigen grünen Wasserstoffs auch perspektivisch wirtschaftlicher ist als die Errichtung eigener Direktreduktionsanlagen an den deutschen Standorten (Abb. 42).

Es ist aber nicht allein eine aktive Entscheidung deutscher Stahlhersteller aufgrund der Rahmenbedingungen. Die internationalen Wettbewerber begnügen sich nicht damit, wie in der Vergangenheit, „billige Energielieferan-

ten“ zu sein. Sie fordern aktiv Teile der Wertschöpfung ein. Es werden nicht nur Elektrolyseanlagen gebaut, sondern auch Direktreduktionsanlagen für die Erzeugung von Eisenschwamm und auch weitere Anlagen zur Herstellung von Brammen. Einige Produzenten installieren zudem auch Walz- und andere Weiterverarbeitungskapazitäten im Downstream-Bereich, die mittelfristig deutsche Kapazitäten verdrängen.

Die deutsche Stahlindustrie wird zum Teil zur verlängerten Werkbank, die aber auch verkürzt ist, da Weiterverarbeitungskapazitäten im Downstream ebenfalls reduziert werden.

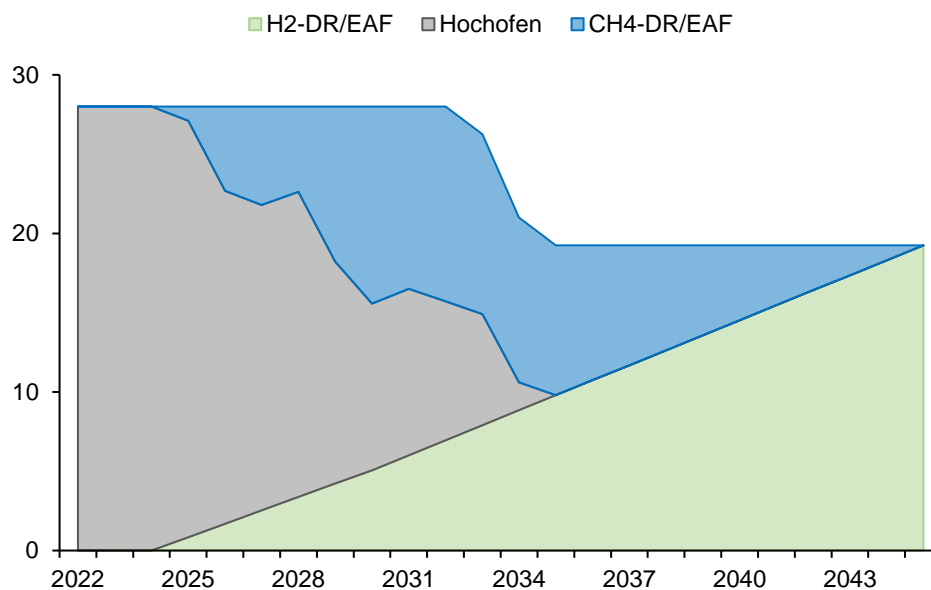
Abbildung 43: Primärstahlproduktion nach Produktionsverfahren und Weiterverarbeitung (in Mio. Tonnen)



Quelle: eigene Darstellung

Die partielle Verlagerung der Eisenschwamm- und/oder Brammenproduktion als Äquivalent zu der Roheisen-/Stahlproduktion über die Hochofenroute wird dabei, auch begründet durch den Entfall der freien Zuteilungen, in den ersten Jahren des kommenden Jahrzehnts vorangetrieben, bis der letzte Hochofen schließlich stillgelegt wird (Abb. 43). Die jährlich in Deutschland produzierte Menge an Roheisen/Stahl sinkt dabei auf unter 20 Mio. Tonnen und es ergibt sich auch ein Rückgang bei der Weiterverarbeitung.

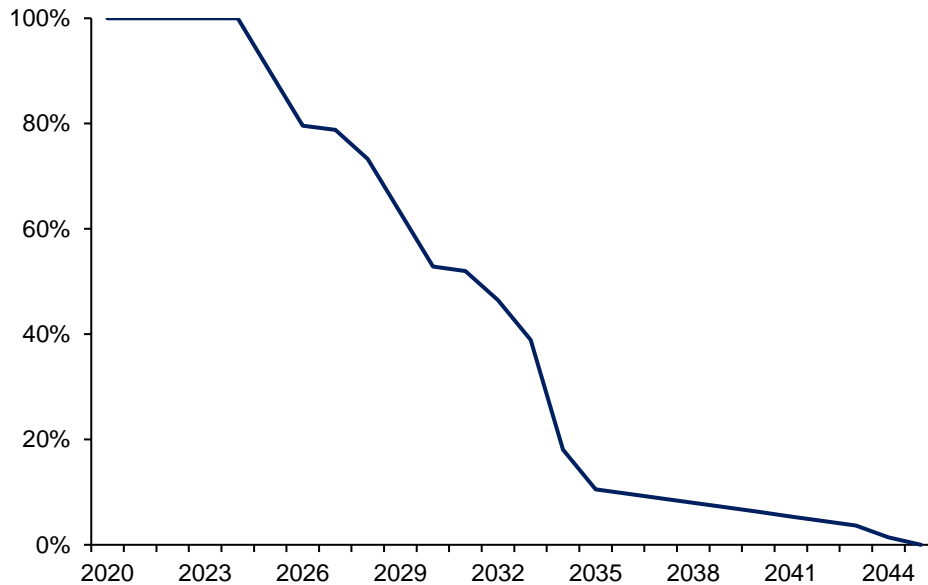
Abbildung 44: Roheisen/Eisenschwammproduktion nach Produktionsverfahren im Zeitverlauf (in Mio. Tonnen p. a.)



Quelle: eigene Darstellung

Die Emissionen in der Primärstahlindustrie gehen bis 2030 durch den Ersatz der Hochöfen durch Erdgas- und wasserstoffbasierte Direktreduktion zurück. Nach 2030 entfällt der Rückgang zu einem großen Teil auf den Kapazitätsverlust durch partielle Verlagerung der Produktion ins Ausland. Kleinere Effekte ergeben sich gleichzeitig durch den stetig ansteigenden Anteil von grünem Wasserstoff an der Produktion sowie in den Jahren vor 2045 durch die Implementierung von Technologien zur CO₂-Weiterverarbeitung und -Speicherung (Abb. 44).

Abbildung 45: Emissionsreduktion gemäß Hochofen- und DRI-Kapazitäten sowie H2-Verfügbarkeit im Szenario „verlängerte Werkbank“ (in %)



Quellen: Deutscher Bundestag (2021), Global Energy Solutions (2021), eigene Berechnungen

Die zweite Welle der Investitionen ist somit nicht in Deutschland vorgenommen worden. Klimaziele sind auf Kosten einer partiellen Deindustrialisierung erreicht worden. Wertschöpfung und Beschäftigung sind in einem spürbaren Umfang verloren gegangen. Hochwertige tarifliche Beschäftigung in Deutschland wurde abgebaut und im Ausland zu ganz anderen Arbeitsbedingungen wieder aufgebaut.

Allerdings strahlt das Scheitern der Stahlindustrie auf die gesamte Wertschöpfungskette und die ganze deutsche Industrie aus. Wegen hoher, nicht wettbewerbllicher Preise für Gas, Strom, letztlich auch Wasserstoff sowie den schleichenden Ausbau der Energieinfrastruktur ist die industrielle Basis in Deutschland deutlich geschrumpft. Die Folgen sind spürbare Verluste an (hoch-)qualifizierten und tariflichen Arbeitsplätzen, Verlust von Wohlstand und zunehmende soziale Spannungen.

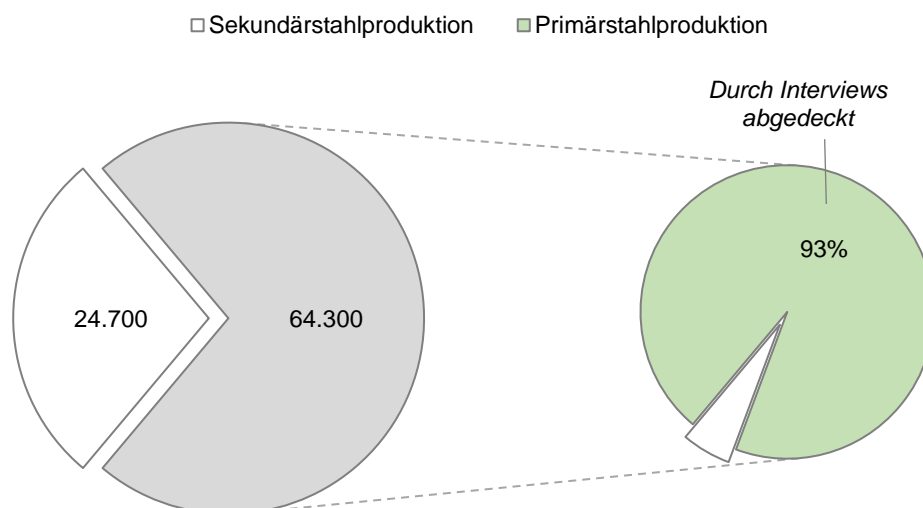
6. Prognostizierte Beschäftigungseffekte und Qualifikationsbedarfe sowie Qualifizierungskosten in der Primärstahlproduktion

Im Folgenden sollen transformationsbedingte Beschäftigungseffekte sowie Qualifikationsbedarfe und -kosten für die Primärstahlindustrie im Basisszenario skizziert werden.

Dazu wurden vertiefende strukturierte Interviews mit betrieblichen Expert:innen der Unternehmen der Primärstahlerzeugung in Deutschland in Bezug auf Beschäftigung und Qualifikation geführt. Zu diesen Interviews wurden ebenfalls lediglich Ergebnisprotokolle zur Dokumentation gefertigt (siehe hierzu Abschnitt „Methodische Vorgehensweise und Daten“). Vor diesem Hintergrund ist zu berücksichtigen, dass die Unternehmen und Standorte wegen unterschiedlicher Voraussetzungen vor verschiedenen Herausforderungen stehen, im Folgenden aber die Branche in ihrer Gesamtheit abgebildet werden soll.

In der deutschen Stahlindustrie waren im Jahr 2021 rd. 89.000 Menschen direkt beschäftigt (Statistisches Bundesamt, 2022), von denen schätzungsweise 64.300 Beschäftigte der Primärstahlproduktion zuzuordnen sind. Gemessen an der Primärstahlproduktionsmenge von rd. 28 Mio. Tonnen 2021 konnten im Rahmen der geführten Interviews rd. 93 % der Beschäftigung abgedeckt werden (Abb. 45).

Abbildung 46: Beschäftigung in der Stahlindustrie 2021 (in FTE) und Anteil der im Rahmen der Studie abgedeckten Interviews (in % der Primärstahlproduktion 2021)



Quellen: Statistisches Bundesamt (2022c), eigene Darstellung

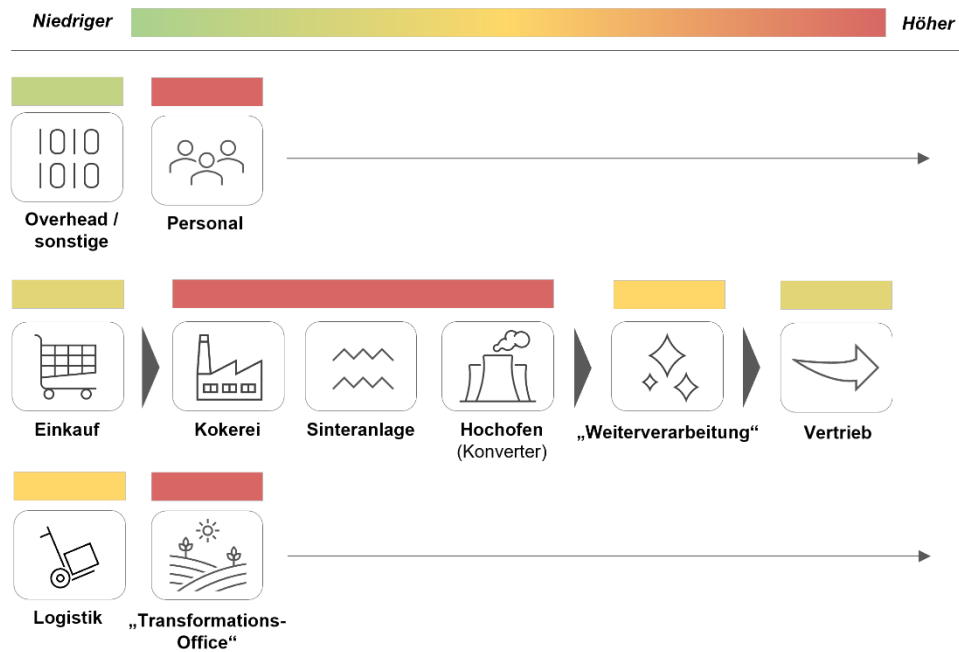
Abbildung 46 stellt einen (vereinfachten) Überblick zu den Funktionsbereichen in der Primärstahlproduktion schematisch dar. Dabei wurde für die jeweiligen Bereiche qualitativ die Betroffenheit durch die Transformation auf Basis der Experteninterviews abgeschätzt.

Die Befragung der Expert:innen hat verdeutlicht, dass grundsätzlich die gesamte Hütte von der Transformation beeinflusst wird, allerdings gibt es Bereiche mit „unmittelbarer Betroffenheit“. So sind die „Kernbereiche der Transformation“ in den jetzigen Produktionsbereichen zu finden, die zukünftig durch die wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenschwamm und der Rohstahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen bzw. Einschmelzer ersetzt werden müssen. Zu diesen Kernbereichen zählen insbesondere die Kokerei, die Sinteranlage sowie der Hochofen.

Andere Bereiche wie Einkauf und Logistik sind insbesondere durch den Ersatz des Reduktionsmittels Kohle/Koks durch Erdgas oder Wasserstoff betroffen. In der Weiterverarbeitung im Stahlwerk steht man u. a. vor der Herausforderung, die erdgasbetriebenen Walzwerköfen durch wasserstoffbasierte Öfen zu ersetzen. Die Weiterverarbeitung wird aufgrund von hohen Überschneidungen im Kapitel zur Sekundärstahlindustrie näher beleuchtet. Aber auch andere Abteilungen, wie HR im Hinblick auf Personalmanagement und ein transformationsbegleitendes Transformationsoffice mit agile-

ren Arbeitsmethoden werden durch die Transformation in besonderer Weise beansprucht.

Abbildung 47: Einfluss der Transformation entlang der Unternehmensbereiche (schematisch)

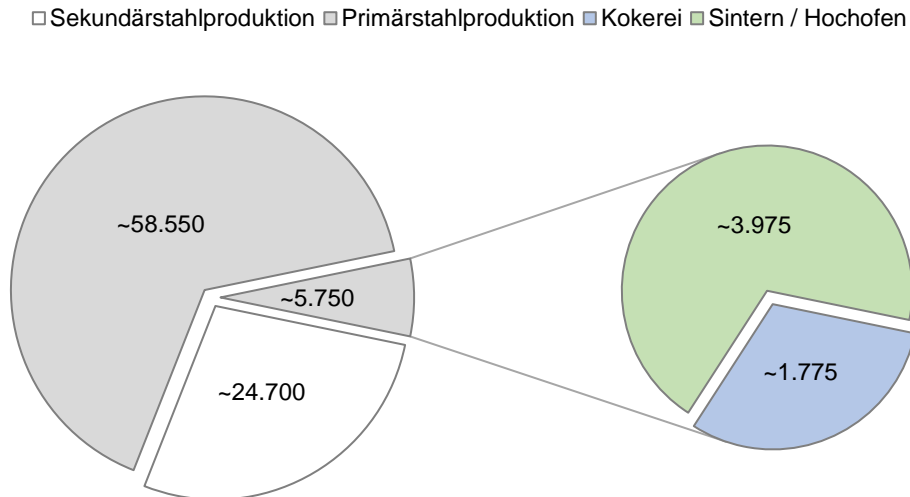


Quelle: eigene Darstellung

Die Beschäftigung in den direkt von der Transformation betroffenen Unternehmensbereichen wurde auf Basis der Gespräche mit den betrieblichen Expert:innen abgeschätzt. Mit insgesamt rd. 3.975 FTE (Full Time Equivalent) aus den Bereichen Sinteranlage, Hochofen und Konverter sowie rund 1.775 FTE aus den Kokereien repräsentieren die „Kernbereiche der Transformation“ knapp 10% der Beschäftigten in der Primärstahlindustrie (Abb. 47).

Die betroffenen Berufe entfallen auf die Produktions- und Instandhaltungsmannschaften und lassen sich im Wesentlichen den Bereichen „Verfahrenstechnologie/Hüttenkunde, Chemie, Mechanik und Elektrik“ zuordnen. In den anderen Unternehmensbereichen zeichnen sich auf Basis der Interviews keine- oder nur sehr partiell auftretende, direkt transformationsbedingte Beschäftigungseffekte ab, obwohl auch dort Qualifizierungsbedarfe bestehen.

Abbildung 48: Beschäftigung in der Primär- und Sekundärstahlindustrie 2021 (in FTE) sowie prozentualer Anteil der wesentlichen Primärstahlproduktionsbereiche (in %)



Quelle: eigene Darstellung

Zukünftig wird nach Einschätzung der Expert:innen, durch den Betrieb von wasserstoffbasierten Direktreduktionsanlagen, ein Qualifizierungsschwerpunkt bei dem „Betrieb von Chemieanlagen“ und daraus resultierenden Sicherheitsaspekten liegen. Die relevanten Berufsbilder (Verfahrenstechnologen, Industriemechaniker, Elektroniker) müssen also angepasst werden, auch vor dem Hintergrund eines erhöhten Digitalisierungsgrades der Anlagen.

In Zusammenarbeit mit der IHK bedarf es einer Konzipierung von entsprechenden Konzepten für Fachkräfte und deren Berufsausbildungen, wie z. B. einer „Industriefachkraft Wasserstofftechnik“. Hier sollte die Bundesagentur für Arbeit unbedingt eingebunden werden. Für Weiterbildungskonzepte bietet es sich an, diese modular anzulegen, beispielsweise im Rahmen einer „Zusatzqualifikation Wasserstoff“. Gleichzeitig müssen Forschungsinstitute und Universitäten in enger Zusammenarbeit mit den Unternehmen zukünftige Anforderungsprofile entlang der industriellen Transformation erarbeiten, die diese sowohl in der beruflichen Ausbildung als auch in der akademischen Bildung aufgreifen.













Als Ausgangsbasis zur Abschätzung von Beschäftigungseffekten und Qualifizierungsbedarfen dient der prognostizierte Ausstiegspfad der Unternehmen (Abb. 36) auf der Zeitachse sowie weitere, auf Basis der Interviews gewonnenen Erkenntnisse. Für einen sukzessiven Ersatz der Produktionsanlagen, deren Bau zwei bis drei Jahre in Anspruch nehmen kann, müssen

parallel zur Bauphase ausreichend Mitarbeitende qualifiziert werden, um diese Anlagen bei Inbetriebnahme bedienen zu können. Übergeordnet lassen sich vor diesem Hintergrund sechs konkrete Fallbeispiele typisieren (Abb. 48).

Während bei einigen Mitarbeitenden bereits vor der Transformation planmäßige Renteneintritte erfolgen und bei neuen Mitarbeitenden, eine planmäßige Ausbildung an den neuen Anlagen erfolgen kann, sobald die Anlagen in Betrieb genommen werden, sind weitere Fallgruppen im Hinblick auf personalwirtschaftliche und persönliche Fragestellungen herausfordernder:

- Einige Mitarbeitende sind in einem Alter, in dem es perspektivisch aus unternehmerischer und ggf. persönlicher Sicht nicht- oder nur bedingt sinnvoll ist, Qualifizierungsmaßnahmen für die neuen Anlagen zu ergreifen. Besonders hervorzuheben ist, dass dies tendenziell einen großen Teil der Belegschaft in den Kernbereichen betreffen könnte, da die Transformationsphase parallel zu den Renteneintritten der geburtenstarken Jahrgänge erfolgt. Für diese Gruppe erscheint aus unternehmerischer – und auch persönlicher Sicht – eine sozialverträgliche Lösung für ein reguliertes Ausscheiden, ähnlich wie sie beispielsweise im Rahmen des Braunkohleausstiegs durch das „Anpassungsgeld“ gefunden wurde, empfehlenswert.
- Für „jüngere“ Belegschaftsmitglieder mit Vorkenntnissen aus dem aktuellen Berufsfeld müssen Qualifizierungsmaßnahmen getroffen werden. Nach Auskunft der Expert:innen sind hier modulare Schulungen zu den neuen Technologien zielführend.
- Zusätzlich müssen auch neue Mitarbeitende im Überhang an den neuen Anlagen ausgebildet werden, um einen temporären Doppelbetrieb der Technologien gewährleisten zu können.
- Für den Betrieb der bestehenden Anlagen der Hochofenroute müssen etwaige personellen Austritte durch neue Mitarbeitende kompensiert werden. Diese Personengruppe muss einerseits für die Hochofenroute und darüber hinaus für den Betrieb der neuen Anlagen qualifiziert werden.

Abbildung 49: „Typisierte Clusterung“ (schematisch)

	Bestehende Mitarbeiter, planmäßiger Renteneintritt vor Transformation	
	Bestehende und „ältere“ Mitarbeiter	
	Bestehende und „jüngere“ Mitarbeiter	
	„Neue Mitarbeiter als temporärer Überhang durch Doppelbetrieb“	
	„Neue Mitarbeiter an bestehenden Anlagen als Ersatz für Austritte“	
	„Neue Mitarbeiter an neuen Anlagen“	

Quelle: eigene Darstellung

Die sich ergebenden Beschäftigungseffekte der Kernbereiche werden entlang des Transformationspfades im Basisszenario in Abbildung 49 skizziert. Da gleichzeitig Mitarbeitende an den neuen Technologien geschult werden müssen und die Hochöfen parallel weiter betrieben werden, ist anfänglich mit einem erforderlichen Personalüberhang, d. h. mit einem leichten Anstieg des Beschäftigungsniveaus zu rechnen.

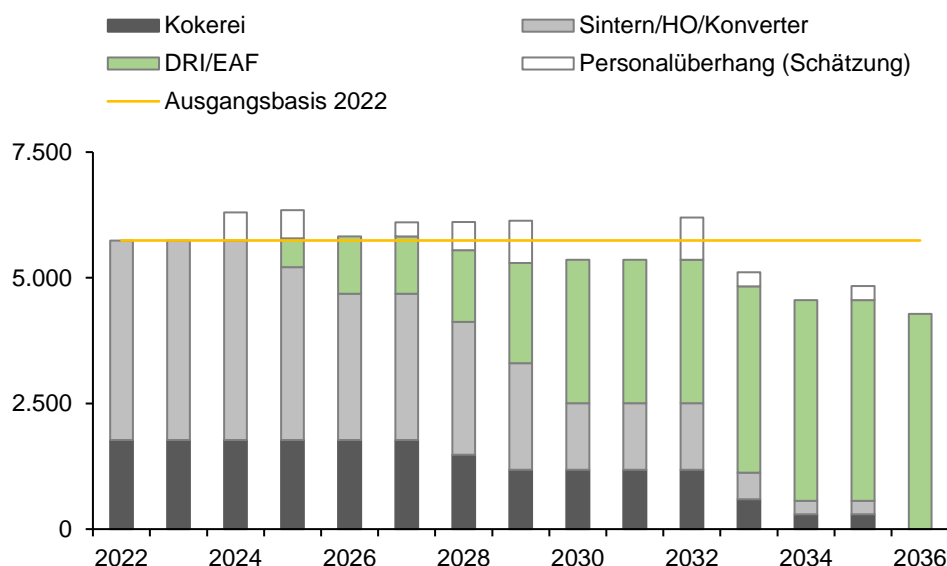
Weiterer Treiber dieser Entwicklung sind u. a. die Kokereien, da diese aus technischen Gründen nicht proportional zum Rückgang der Produktionsmenge heruntergefahren werden können. Da die Hochofenkapazitäten und die für die Produktion notwendige Menge an Kokskohle im Zeitverlauf abnehmen, muss die überschüssige Menge Kokskohle am Markt platziert werden. Trotz dieses Mengenrückgangs ist in dieser Zeit mit kostenmäßigen Mehrbelastungen bezogen auf die Ausbringungsmenge zu rechnen. Der Betrieb der Kokereien ist also grundsätzlich notwendig, bis der letzte Hochofen des Unternehmens (oder des Standortes) durch Direktreduktionsanlagen ersetzt worden ist. Der temporäre Personalanstieg (insbesondere bis 2030) liegt gemäß Simulation im Bereich von rd. 10 % (rd. 500 FTE).

Im weiteren Zeitverlauf kehrt sich diese Entwicklung um. Für den Betrieb der Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen/Einschmelzer sind bei gleicher Produktionsmenge überschlägig 25 % weniger Mitarbeitende im Vergleich zu den korrespondierenden Anlagen der Hochofenroute notwendig. Zum einen entfällt die Kokerei, da Kokskohle für den Betrieb der Anlagen

nicht länger benötigt wird. Darüber hinaus werden die neuen Anlagen einen höheren Grad an Automatisierung und Digitalisierung aufweisen. Diesbezüglich ergeben sich weitere (gewerkschaftspolitisch) relevante Aspekte:

- Durch den höheren Digitalisierungsgrad der Anlagen könnte eine Steuerung der Anlagen „vor Ort“ unter Umständen nur noch bedingt notwendig sein. In diesem Zusammenhang sind aber auch rechtliche Vorgaben zur Produktionssicherheit zu prüfen.
- Im Gegensatz zu der Hochofenroute lassen sich die Anlagen der Direktreduktionsroute einfacher und ohne größere Schäden herunterfahren. Ein „24/7-Konti-Betrieb“ ist somit nicht zwangsläufig notwendig.

Abbildung 50: Beschäftigungsstruktur entlang der „Kernbereiche für die Transformation“ (in FTE)



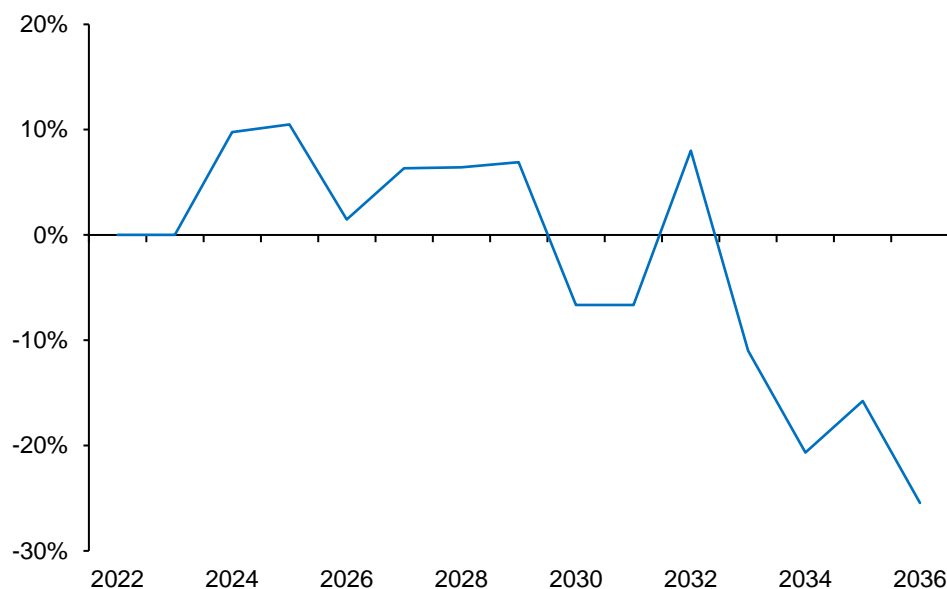
Quelle: eigene Darstellung

Annahmen Personalüberhang: Qualifizierungsdauer 1 Jahr, modulare Schulung unmittelbar vor Inbetriebnahme der neuen Anlagen

Abbildung 50 kann die Entwicklung des prognostizierten Netto-Beschäftigungseffekts entnommen werden. Die Simulation im Basisszenario zeigt, dass bis zum Jahr 2032 zunächst ein Netto-Beschäftigungsaufbau in den unmittelbar von der Transformation betroffenen Bereichen zu verzeichnen ist. Hintergrund dieser Entwicklung ist u. a., die zuvor skizzierte Notwendigkeit Kokereien weiter zu betreiben, bis die technische Transformation des jeweiligen Unternehmens abgeschlossen ist. Eine weitere wesentliche Erkenntnis zeigt sich aber bereits heute ab. Sofern die ersten Direktreduktions-

anlagen bereits im Jahr 2025 in Betrieb genommen werden sollen, müssen Qualifizierungsmaßnahmen und Recruiting schnellstmöglich vorangetrieben werden.

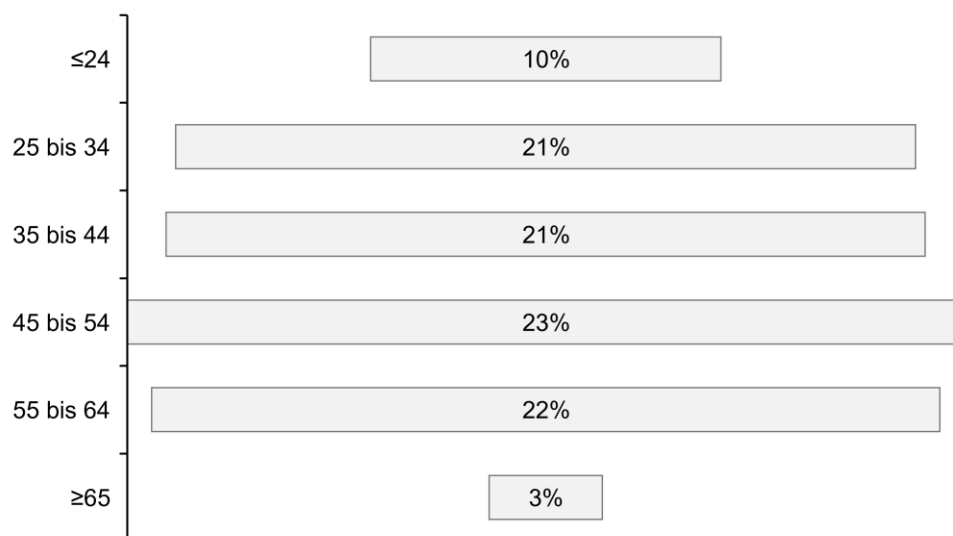
Abbildung 51: Netto-Beschäftigungseffekt in den „Kernbereichen der Transformation“ (in %)



Quelle: eigene Darstellung

Ebenfalls zu berücksichtigen ist die Altersstruktur der Mitarbeitenden. Gemäß Statistischem Bundesamt waren im Jahr 2021 25% der erwerbstätigen Personen in Deutschland 55 Jahre alt oder älter (Abb. 51). Der planmäßige Renteneintritt dieser geburtsstarken Jahrgänge erfolgt zum Großteil also während der Transformationsphase und führt zu weiteren Personalbedarfen, über den zuvor dargestellten Netto-Beschäftigungseffekt der Transformation hinaus.

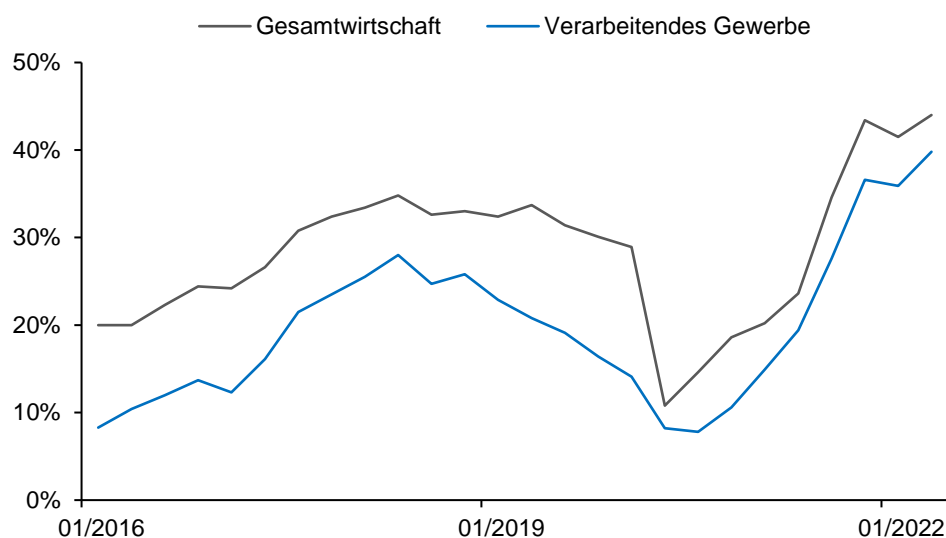
Abbildung 52: Altersstruktur erwerbstätiger Personen in Deutschland 2021 (in %)



Quelle: Statistisches Bundesamt (2022a), eigene Darstellung

Vor diesem Hintergrund ist auch der Fachkräftemangel in Deutschland (Abb. 52) zu berücksichtigen. Im Januar 2016 gaben rd. 8 % der Unternehmen im verarbeitenden Gewerbe einen Mangel an qualifiziertem Fachpersonal an. Nach einem zwischenzeitlichen Hoch von 28 % im Februar 2018, konnte eine Entspannung beobachtet werden, bis mit dem Beginn der COVID-19-Pandemie Anfang 2021 ein Allzeithoch festzustellen war. Gemäß aktueller Umfrage des Ifo-Instituts gaben beispielsweise im Juli 2022 rd. 57 % der Produzenten von Metallerzeugnissen an, nur schwer fachkundiges Personal finden zu können. Allein im Handwerk fehlen schätzungsweise 250.000 Menschen (Ifo-Institut, 2022).

Abbildung 53: Fachkräftemangel in Deutschland (Anteil der Unternehmen in %)

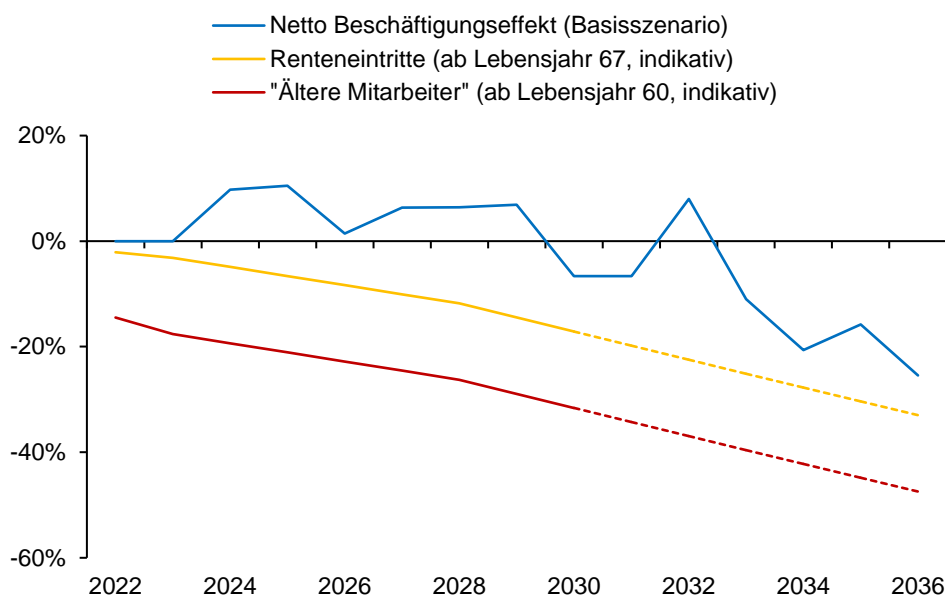


Quelle: KfW, Ifo-Institut (2022), eigene Darstellung

Der langfristige Netto-Personalabbau im Rahmen der Transformation lässt sich gemäß Simulation und auch nach übereinstimmender Einschätzung der Expert:innen sozialverträglich gestalten. So kann über die Dauer des Transformationsprozesses mit „Weitsicht“ agiert werden, da die zu ergreifenden Maßnahmen und Effekte bereits heute eine hohe Sichtbarkeit haben. Abbildung 53 stellt den Netto-Beschäftigungseffekt einer „fiktiven Altersstruktur der Belegschaft“ gegenüber. Dabei wurden Renteneintritte (ab Lebensalter 67) und „ältere Mitarbeiter“ (ab Lebensalter 60) indikativ anhand der Altersstruktur der Erwerbstätigen in Deutschland ermittelt. Die indikativen Renteneintritte liegen 2036 „nahe“ an dem Netto-Personalabbau zum Ende des prognostizierten Ausstiegspfad der Unternehmen.

Diese Darstellung verdeutlicht erneut den Anteil der „älteren Mitarbeiter“ und die sich daraus ergebende potenzielle Beschäftigungslücke über den gesamten Transformationszeitraum.

Abbildung 54: Gegenüberstellung Netto-Beschäftigungseffekt sowie Renteneintritte und „ältere Mitarbeiter“ (indikativ, in %)



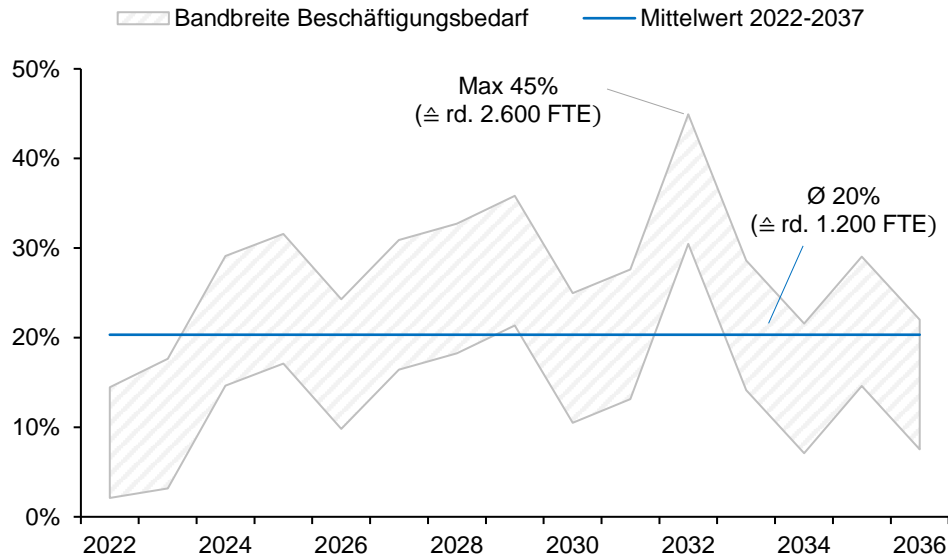
Quelle: eigene Darstellung

Die aus Abbildung 54 resultierende Bandbreite¹ des Beschäftigungsbedarfs in den abgebildeten Kernbereichen kann der Abbildung entnommen werden. Im Durchschnitt ergibt sich über den Transformationszeitraum im Basisszenario bis 2036 ein Beschäftigungsbedarf von rd. 20% bzw. rd. 1.200 FTE. Im Jahr 2032 ergibt sich im Rahmen dieser Simulation ein Maximum des Beschäftigungsbedarfs von rd. 45% (rd. 2.600 FTE).

Dieser Beschäftigungsbedarf wird die Stahlindustrie vor größere Herausforderungen stellen. Die HR-Abteilungen waren bisher auf Nachwuchssicherung und sozialverträglichen Abbau spezialisiert. Nun müssen Strukturen geschaffen werden, Personal zu akquirieren. Hier wird auch das Corporate Branding, z. B. als Unternehmen an der Speerspitze der grünen Transformation eine Rolle spielen. Zudem kann mit sicheren Arbeitsplätzen und guten tariflichen Arbeitsbedingungen und -entgelten geworben werden.

¹ Minimum = Netto-Beschäftigungseffekt zzgl. indikative Renteneintritte; Maximum = Netto-Beschäftigungseffekt zzgl. indikative Anzahl der „älteren Mitarbeiter“

Abbildung 55: „Beschäftigungslücke“ aufgrund von Personalüberhang, Renteneintritten sowie Ausscheiden (indikativ, in %; Renteneintritte (67+) = untere Bandbreite, Ausscheiden (60+) = obere Bandbreite)



Quelle: eigene Darstellung

Die temporär notwendigen Personalüberhänge verursachen bei den Unternehmen spürbare zusätzliche Kosten.

So sind in den Kernbereichen u. a. komplexe modulare Schulungen im Umfang von mehreren Monaten notwendig, um die bereits im Unternehmen arbeitenden Mitarbeitenden für den Umgang mit den neuen Technologien und Rohstoffen vorzubereiten. Diese modularen Schulungen müssen parallel zum Bau der Anlagen und zum Teil direkt bei den Anlagenbauern oder bei Anlagen im Betrieb durchgeführt werden. Dies hat zur Folge, dass die betroffenen Belegschaftsmitglieder während dieser Zeit nicht für die Produktion zur Verfügung stehen. Daraus ergibt sich der bereits beschriebene Bedarf für einen temporären Personalüberhang.

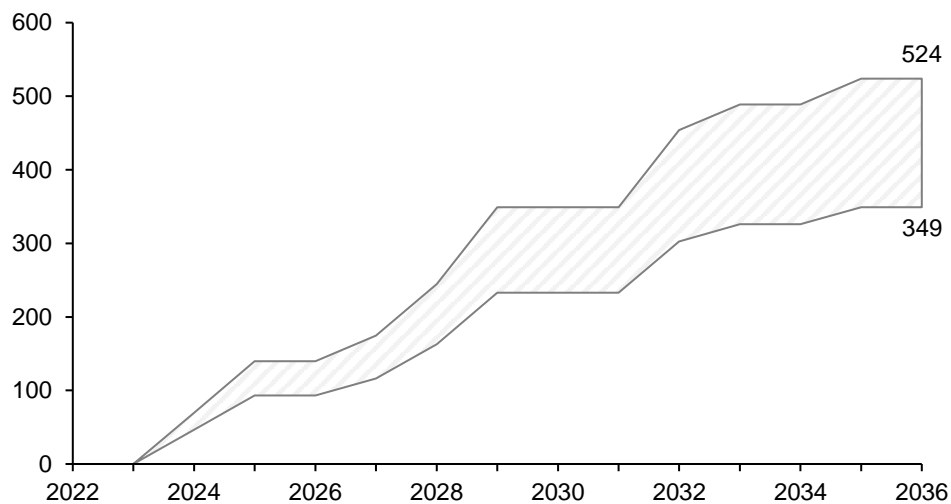
Ferner müssen neue Verfahrenstechnologen im Rahmen von zwei- bis dreijährigen Berufsausbildungen angelernt werden. Allerdings wäre auch bei einem fortlaufenden Betrieb der Hochofenroute bei neuen Mitarbeitenden eine Ausbildung notwendig. Es ergeben sich hier also spürbare Kostendifferenzen und personalwirtschaftliche Herausforderungen.

Weitere zu berücksichtigende Kosteneffekte ergeben sich in den anderen, „mittelbar betroffenen“ Unternehmensbereichen. So müssen Mitarbeitende aus dem Einkauf zum Thema Wasserstoff geschult werden, Logistiker müssen für die neuen (und flexibleren) Prozesse vorbereitet werden, in der Weiterverarbeitung müssen wasserstoffbasierte Öfen und Brenner sicher be-

dient werden können und der Vertrieb muss darauf vorbereitet werden „grünen Stahl“ adäquat zu bewerben und Pricing Modelle anzupassen. Dies sind nur einige der zahlreichen Beispiele, für die Qualifizierungsmaßnahmen zu ergreifen sind. Nach Ansicht der Expert:innen sind hierbei insbesondere unternehmensinterne und externe Seminare sowie „Training on the Job“ geeignete Fortbildungsmethoden. In Abgrenzung zu den komplexen modularen Schulungen der Verfahrenstechnologen, wird die Qualifizierungszeit vermutlich innerhalb von einigen Tagen pro Mitarbeiter liegen. Nichtsdestotrotz führen auch diese Maßnahmen in Gänze zu erheblichen Mehrkosten in der Transformationsphase. Es gilt zum einen, die Fortbildungen (ggf. mit externen Kooperationspartnern) angemessen vorzubereiten. Letztlich ist also die gesamte Hütte von der Transformation betroffen. Es muss davon ausgegangen werden, dass diese Qualifizierungsmaßnahmen zumindest für den größten Teil der Belegschaft durchzuführen sind.

Abbildung 55 zeigt eine indikative Schätzung der Kosteneffekte vor dem Hintergrund der skizzierten Kosten für den notwendigen (temporären) Personalüberhang und die Qualifizierungskosten mittelbar- und unmittelbar betroffener Belegschaftsmitglieder. Die abgeschätzten kumulierten Kosten für die Primärstahlunternehmen könnten gemäß dieser Simulation bis zum Ende der Transformationsphase bis zu 500 Millionen Euro betragen. Noch nicht berücksichtigt sind dabei aufgrund von hoher Prognoseunsicherheit remanente Fixkosten für den temporären Doppelbetrieb zweier Technologien. Auch hier sollte, ähnlich wie bei der Förderung von Capex und Opex, über begleitende staatliche Maßnahmen zur Abfederung der transformationsbedingten Qualifizierungskosten nachgedacht werden.

Abbildung 56: Bandbreite kumulierter Kosten – Personalkosten Überhang sowie Qualifizierungskosten mittelbar- und unmittelbar betroffener Mitarbeiter (indikativ, in Mio. €)



Quelle: eigene Darstellung

Wesentliche Annahmen: Personalkosten 75.000 €/MA p. a., 25% Kostenaufschlag (Kooperationen, Reisekosten ...), Qualifizierungsdauer 1 Jahr für unmittelbar betroffene MA (modulare Schulung), 2 Tage für mittelbar betroffene MA (interne Seminare)

7. Zusammenfassung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend sollen die zu Beginn der Studie aufgeworfenen Leitfragen beantwortet und Handlungsempfehlungen abgegeben werden.

Wie kann die zukünftige wettbewerbsfähige Wasserstoffversorgung in Deutschland gesichert werden und welche Risiken sind zu berücksichtigen?

- Nach Einschätzung der Expert:innen wird die Wasserstoffnachfrage in Deutschland voraussichtlich über der Interviewvorgabe von 2,0 Mio. Tonnen 2030 und 8,0 Mio. Tonnen 2045 liegen. Entscheidend ist der Aufbau von signifikanten Elektrolysekapazitäten auch in der Nähe von großen Verbrauchern in Deutschland, bevor es zu größeren Importen kommen kann. Es wird somit zunächst zu Inzellösungen kommen.
- Im Hinblick auf den technologischen Pfad für die Wasserstoffelektrolyse besteht eine hohe Sichtbarkeit. Perspektivisch ist damit zu rechnen, dass ein „Technologie-Mix“ je nach Anwendungsgebiet des benötigten Wasserstoffs entstehen wird. Für die Polymer-Elektrolyt-Membran- aber vor allem für die Hochtemperaturelektrolyse bestehen weiterhin Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Ebenso müssen alle technologischen Verfahren zur Wasserstoffelektrolyse im industriellen Maßstab („GW-Bereich“) skaliert werden.
- Ein signifikanter Anteil der Wasserstoffbedarfe wird über Importe gedeckt werden müssen, dafür sind diversifizierte internationale Wasserstoffpartnerschaften einzugehen. Als Kooperationspartner für Deutschland bieten sich aus wirtschaftlicher Sicht nahegelegene Standorte mit einer hohen Verfügbarkeit von (kostengünstigem) Strom aus erneuerbaren Energien an (beispielsweise Südeuropa und Nordafrika sowie mittlerer Osten). Zu empfehlen sind nahegelegene und politisch stabile Länder/Regionen mit hohen Verfügbarkeiten von Strom aus erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen. Zumindest mittelfristig und ggf. langfristig werden Importe anteilig auch aus fernerer Regionen wie Südamerika oder Australien über den kostenintensiveren Schiffstransport benötigt.
- Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bietet es sich an, auch an den deutschen Produktionsstandorten eigene Elektrolysekapazitäten zu errichten. Das Kapazitätsziel für die Wasserstoffelektrolyse von 10 GW bis 2030 in Deutschland, welches vor dem Krieg in der Ukraine formuliert wurde, sollte vor dem Hintergrund der hohen Bedarfe und ggf. bestehender Versorgungsunsicherheiten mit Erdgas überprüft werden. Ebenso sollte ein verbindliches Ziel bis 2045 adressiert werden. Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wasserstoffelektrolyse ist dabei an Stromverfügbarkeit und einen wettbewerbsfähigen Industriestrompreis geknüpft. Glei-

ches gilt für die Importinfrastruktur für grünen Wasserstoff. In der Hochlaufphase wird es auch darauf ankommen, die Ausgestaltung der Kriterien für den zur Wasserstoffherzeugung einsetzbaren Strom nicht zu stark einzuzengen, um Investitionshemmnisse zu vermeiden

- Die Energiewende muss beschleunigt werden, um langfristige Investitionssicherheit zu schaffen. Die Wettbewerbsfähigkeit von Deutschland als Produktions- und Industriestandort wird mittel- und langfristig maßgeblich von der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien zu wettbewerbsfähigen Preisen abhängen. Hier muss es neben Investitionsanreizen und staatlichen Förderungen – beispielsweise im Rahmen von „Wasserstoff IPCEI“ für Erzeugung, Infrastruktur und Nutzung beim Endverbraucher – auch zu weniger bürokratischen Hemmnissen sowie beschleunigten Genehmigungsverfahren kommen.
- Der Ausbau der Transportinfrastruktur muss vorangetrieben werden. Dazu gehört die H2-Befähigung von LNG-Terminals und deren Anbindung an das Netz, aber auch der weitere Ausbau des zukünftigen europäischen Wasserstoff-Pipelinennetz (European Hydrogen Backbone). Auch hier kommen Investitionsanreizen, staatlichen Förderungen und beschleunigten Genehmigungsverfahren eine entscheidende Bedeutung zu. Ferner sollte ein Fortbestehen des ITO-System mit erweiterter Anwendung auf Wasserstoffnetze geprüft werden.
- Gewerkschaftlich ist die Versorgung mit wettbewerbsfähigen „grünem“ Wasserstoff, aber auch mit wettbewerbsfähigem Strom und kurz- sowie mittelfristig mit Erdgas von entscheidender Bedeutung für Beschäftigung und gute Arbeitsbedingungen.

Wie kann die deutsche Stahlindustrie erfolgreich „grün“ transformiert werden und welche Risiken sind zu berücksichtigen?

- Eine emissionsfreie Stahlproduktion ist aus technischer Sicht schon heute möglich. Mit einem Anteil von 8 % an den gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland kann die Stahlindustrie als Leuchtturm für die Transformation und Wasserstoffwirtschaft sowie in Verbindung mit anderen Sektoren als Hub zu einer wirtschaftlichen Anwendung von Wasserstoff dienen. Der Hebel ist dabei groß: Mit 1 Tonne Wasserstoff können 14 Tonnen Stahl erzeugt – und 25 Tonnen CO₂ vermieden werden.
- In der Primärstahlindustrie wird Wasserstoff in großen Mengen für die Direktreduktion benötigt, hier ergeben sich auch kurzfristig die höchsten Potenziale für eine Emissionsreduktion. Bei gleichbleibender Produktionsmenge hätte die Primärstahlindustrie mit rd. 2,0 Mio. Tonnen pro Jahr einen signifikanten Anteil von schätzungsweise 10 % bis 20 % an der Wasserstoffnachfrage. Geringere (aber durchaus signifikante) Wasserstoffmengen werden für den Betrieb der Elektrolichtbogenöfen und in der Weiterverarbeitung benötigt. Die Sekundärstahlindustrie ist also ebenfalls auf Wasserstoff für die Transformation angewiesen.

- Ob und inwieweit die Stahlindustrie in ihrer gesamten Wertschöpfungstiefe transformiert wird, hängt von zahlreichen Faktoren ab. Zunächst einmal geht es für die Primärroute um die Förderung der erhöhten Capex und temporär auch der erhöhten Opex im Vergleich zu aktuellen Stahlproduktionskosten, die nicht an den Markt weitergegeben werden können. Hier wird anscheinend über die IPCEI momentan durch die Förderung der sog. Barwertlücke der richtige Weg beschritten. Nun müssen ergänzend, insbesondere vor dem Hintergrund der Energiepreisentwicklungen Carbon Contracts for Difference auf den Weg gebracht und erste grüne Leitmärkte, beispielsweise in der Automobilindustrie über Quotenregelungen und der öffentlichen Beschaffung, auf der Nachfrageseite etabliert werden. Bei der Etablierung von grünen Märkten ist eine Definition von „grün“ und Transparenz für die Kunden ebenfalls entscheidend.
- Weiterhin muss die internationale Wettbewerbsfähigkeit im Auge behalten werden. Hier muss das Abschmelzen der freien Zuteilung von Zertifikaten so austariert werden, dass es einen wirkungsvollen Anreiz zur Transformation gibt, aber auch die technischen Möglichkeiten berücksichtigt werden. Zudem muss der CBAM seine Wirksamkeit im Hinblick auf Wettbewerbsneutralität entfalten.
- Die erste Welle der Transformation scheint bei den deutschen Stahlunternehmen ausgelöst worden zu sein. Der technologische Transformationspfad der wasserstoffbasierten Direktreduktion und Elektrolichtbogenöfen (oder alternativ Einschmelzer) wird von den Unternehmen gleichermaßen verfolgt.
- Da Unternehmen parallel transformieren und freie Zuteilungen von Emissionszertifikaten perspektivisch entfallen, ist mit einem vollständigen Ersatz der Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen bereits vor 2045 – vermutlich in „der Mitte der 2030er-Jahre“ – zu rechnen.
- Allerdings gibt es zahlreiche Unsicherheitsfaktoren im Hinblick darauf, ob die deutsche Stahlindustrie mit ihrer gesamten Wertschöpfung transformiert wird. Hervorzuheben sind Versorgung mit Strom (langfristig vollständig aus erneuerbaren Energien), Erdgas und Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen. So ist der temporäre Betrieb der Direktreduktionsanlagen mit Erdgas wesentlicher Bestandteil im Transformationsprozess, da Wasserstoff zumindest mittelfristig nicht in ausreichenden Mengen zu Verfügung stehen wird. Ebenso ist eine wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion stark von Industriestrompreisen abhängig. Darüber hinaus ergeben sich weitere Herausforderungen wie beispielsweise die Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit der Hochofenroute während der Übergangsphase.
- Eine „produktionsneutrale“ Transformation, also eine Transformation der Stahlindustrie mit ihrer gesamten Wertschöpfung – hier als Basisszenario „neue Welt“ bezeichnet – ist denkbar. Unsicherheiten betreffen zum einen die wettbewerbliche Versorgung mit Strom, Gas und Wasserstoff. Aber

auch die Nachfrage und der Wettbewerb aus dem Ausland spielen hier eine Rolle. Bei einigen Stahlabnehmern ist eine Konzentration auf höherwertige Produkte mit entsprechenden Mengenreduzierungen beobachtbar. Weiterhin zieht der internationale Wettbewerb nach und einige Länder werden sich nicht mit der Produktion von Wasserstoff begnügen wollen, sondern ihre Wertschöpfungsketten ausdehnen. Vor diesem Hintergrund sind Produktionsverlagerungen „von Eisenschwamm bis zur Bramme und darüber hinaus“ in Drittländer ebenso denkbar und stellen eine reale Gefahr dar. Dieses Szenario wurde hier als „(verkürzte) verlängerte Werkbank“ beschrieben. Dieses Szenario würde zu Verlust von Wertschöpfung und Beschäftigung in der Stahlindustrie in Deutschland führen. Da die Stahlindustrie der Beginn zahlreicher Wertschöpfungsketten ist, hätte dies auch Auswirkungen auf Folgestufen. Somit könnte man von einem Beginn der Deindustrialisierung Deutschlands sprechen mit negativen Folgen für Beschäftigung, Wohlstand und sozialen Frieden.

- Um die „zweite Transformationswelle“ auszulösen, muss Deutschland als Produktionsstandort attraktiv bleiben. Prognosen zeigen, dass die Produktionskosten von wasserstoffbasiertem Stahl zukünftig zu über 50% auf Energiekosten zurückzuführen sind. Unterschiede im Hinblick auf die Produktionskosten entstehen dabei zum Großteil durch den „Kosten-Spread“ der unterschiedlichen Reduktionsmittel. Wesentlicher Hebel ist also die Verfügbarkeit von Erdgas, Strom aus erneuerbaren Energien und Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen.
- Die Sekundärstahlroute kann scheinbar durch den Einsatz von grünem Strom einfacher transformiert werden. Es muss aber auch in die Elektrolichtbogenöfen und für nachgelagerte Stufen (wie bei der Primärroute) investiert werden. Grundsätzlich stellen sich für die Sekundärstahlroute im Hinblick auf Strom, Gas und Wasserstoff die gleichen Herausforderungen, wie für die Primärroute.
- Gewerkschaftspolitisch ergibt sich hieraus, dass Einfluss auf die industriepolitischen Rahmenbedingungen für Beschäftigung und gute Arbeitsplätze genommen werden sollte. Zudem muss auch im Rahmen der Transformation die Montanmitbestimmung erhalten bleiben.

Welche Beschäftigungseffekte und Qualifikationsbedarfe ergeben sich durch die „grüne“ Transformation der Primärroute (im Basisszenario)?

- Die Transformation ist nicht nur eine technologische, produktionstechnische und finanzielle Herausforderung, sondern auch eine Herausforderung für die Personalplanung aber auch für die Beschäftigten.
- Prinzipiell ist die gesamte Hütte von der Transformation personell betroffen, einige Bereiche unmittelbar, andere mittelbar. Hoher Qualifizierungsbedarf besteht bei den zu ersetzenden Anlagen (Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Konverter) für die Berufsgruppen Verfahrenstechnologen, Industriemechaniker und Elektroniker. Aber auch in den mittelbar betroffene

nen Bereichen, wie beispielsweise im Einkauf oder in der Logistik werden Qualifizierungsmaßnahmen im Hinblick auf Wasserstoff ergriffen werden müssen.

- Neue Mitarbeiter müssen in einem für die Stahlindustrie in den letzten Jahrzehnten nicht gekanntem Maße akquiriert und qualifiziert werden, während sich der Arbeitsmarkt zu einem Arbeitnehmermarkt (Fachkräftemangel) gewandelt hat. Eine indikative Simulation im Basisszenario hat eine „durchschnittliche Beschäftigungslücke“ von 1.200 Mitarbeitenden bis 2036 in den unmittelbar von der Transformation betroffenen Bereichen ergeben – Employers Branding ist erforderlich und Kooperationen mit externen Institutionen (IHK, Universitäten, Arbeitsämtern, Schulen) müssen intensiviert werden.
- Eine große personalwirtschaftliche Herausforderung ist es, Lösungen für alle betroffenen Belegschaftsgruppen (sog. Fallgruppen) zu finden, insbesondere auch für ältere Belegschaftsmitglieder, die nach einer Transformation ihres Bereiches nur noch für wenige Jahre im Unternehmen verbleiben würden. Begleitende staatliche Rahmenbedingungen, z. B. in Anlehnung an das „Anpassungsgeld“ im Rahmen des Braunkohleausstiegs, sollten geprüft werden. Es müssen aber auch, wie beschrieben, junge Kolleginnen und Kollegen gewonnen werden, die in einem transformierten Unternehmen sichere und gute Arbeitsbedingungen vorfinden werden.
- Eine erste Simulation hat kumulierte Qualifizierungskosten in einer Bandbreite von rd. 350 bis 500 Mio. € ergeben, hinzu kommen weitere „Fixkostenremanenzen – also Kosten, die nicht unmittelbar proportional zum Rückgang der Menge – für den Parallelbetrieb der Betriebe der alten Primärroute.
- Das Arbeitsumfeld kann sich in bestimmten Bereichen grundlegend verändern – Schichtmodelle, Arbeitsorte, Qualifikation, Agilität und Ressourcenbewusstsein – sind nur einige Stichworte in diesem Zusammenhang. Eine Folge könnten beispielsweise flexiblere Arbeitszeitmodelle sein, da DRI-Anlagen anders als Hochöfen flexibler gefahren werden können.
- Hier kommt auch der betrieblichen Mitbestimmung eine große Rolle zu, den Transformationsprozess auf Betriebsebene aktiv zum Wohle der Mitarbeitenden zu gestalten.

„Die größte Herausforderung besteht darin, das passende Personal, zum passenden Zeitpunkt, an der passenden Stelle, mit der passenden Qualifikation bereitstellen zu können. Dafür muss Stahl wieder sexy werden!“

Michael Fischer und Stephan Ahr (Vorsitzender und stellv. Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der Stahl-Holding-Saar)

Welche Herausforderungen lassen sich für den Energieanlagenbau auf Basis der Entwicklung der Strombedarfe und der Gestaltung der Energiewende in Deutschland ableiten?

- Transformationsbedingt wird sich der Strombedarf in Deutschland bis 2045 vermutlich verdoppeln. Für den Erhalt von Wertschöpfung und Beschäftigung in anderen Sektoren ist ein wettbewerblicher Industriestrompreis entscheidend. Umfassende Investitionen in Energieanlagen müssen daher, auch als Grundlage für die Transformation anderer Sektoren, von staatlicher Seite gefördert und flankiert werden.
- Im Energieanlagenbau wird in Zukunft Wasserstoff zum Ausgleich von Lastschwankungen bei einem erhöhten Anteil erneuerbarer Energien zur Verstromung eingesetzt. Dazu müssen bereits heute erdgasbasierte Energieanlagen und die entsprechende Infrastruktur für den Wasserstoffeinsatz technologisch vorbereitet werden. Die Volatilität der Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien führt zur Notwendigkeit, flexible und intelligente Systemlösungen voranzutreiben, vor allem im Hinblick auf innovative Speicherlösungen und Smart-Grid-Technologien.
- Nach Einschätzung der Expert:innen bestehen die wesentlichen technischen Herausforderungen bei der Sicherstellung der H₂-Fähigkeit erdgasbasierter Anlagen, der Nachnutzung bestehender Anlagen und Infrastruktur, der Digitalisierung des Energiesystems sowie der Entwicklung und Implementierung von innovativen Speicherlösungen.
- Die Wasserstofftransformation bietet für den deutschen Energieanlagenbau, z. B. den Elektrolyseanlagenbau, auch Chancen. Referenzprojekte im Inland können sich im internationalen Wettbewerb als Vorteil herausstellen.
- Für die Implementierung, Instandhaltung und den Betrieb von (digitalisierten) Energie- und Wärmetechnologien werden umfangreiche und staatlich flankierte Qualifizierungs- und Ausbildungsprogramme benötigt. Erhöhte Personalbedarfe entstehen dabei zukünftig vor allem bei Ingenieuren und IT-Spezialisten. Die Zusammenarbeit mit externen Instituten (IHK, Universitäten ...) sollte intensiviert werden.
- Vorhandene Infrastrukturen an den bestehenden Kraftwerkstandorten und das technische Know-how der Mitarbeitenden sollte genutzt werden. Dafür werden flächendeckende Nachnutzungskonzepte sowie entsprechende finanzielle Mittel benötigt. Es bedarf einer langfristigen und verlässlichen industriepolitischen Gesamtstrategie mit ausreichender Investitionssicherheit für Forschungs- und Entwicklungsprojekte.

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.
- Agora Energiewende, FutureCamp, Wuppertal Institut, Ecologic Institut (2021). Klimaschutzverträge für die Industrietransformation – Analyse zur Stahlbranche.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2020). Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs.
- Bundesministerium der Finanzen (2022). Deutscher Aufbau- und Resilienzplan (DARP).
www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Europa/DARP/deutscher-aufbau-und-resilienzplan.html.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2021). Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021). Bericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Energiewende in der Industrie.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021). IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). Intelligente Netze.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022.
- Classic Searoutes (2022). <https://classic.searoutes.com>.
- Council of the European Union (2022). Fit for 55 package: Council reaches general approaches relating to emissions reductions and their social impacts. Pressemitteilung vom 29.6.2022.
www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/29/fit-for-55-council-reaches-general-approaches-relating-to-emissions-reductions-and-removals-and-their-social-impacts/.
- Deutsche Bundesregierung (2022). Notfallplan Gas: Bundesregierung ruft Alarmstufe aus. „Ökonomischer Angriff Putins auf uns“. 23.6.2022.
www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/alarmstufe-gas-2055422
- Deutscher Bundestag (2021). Bundesklimaschutzgesetz – Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes.
- Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2021). Grüner Stahl – Die Wasserstoffrevolution der Stahlindustrie – Eckpunktepapier.

Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (2022).

5. Fachdialog Power-to-X-Technologien und –Anwendungen „10 GW Elektrolyse-Kapazitäten bis 2030 – wie sieht der Weg dahin aus?“.

www.dwv-info.de/event/5-fachdialog-power-to-x-technologien-und-anwendungen-10-gw-elektrolyse-kapazitaeten-bis-2030-wie-sieht-der-weg-dahin-aus/.

Enargus (2022). Sinteranlage. www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d11585-2/*/*Sinteranlage.html?op=Wiki.getwiki#:~:text=Eine%20Sinteranlage%20ist%20eine%20Anlage,und%20wird%20als%20Gangart%20bezeichnet.

Europäische Kommission (2014). Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt.

Europäische Kommission (2021). Mitteilung der Kommission Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt.

Europäische Kommission (2022). IPCEI: EU-Kommission gibt grünes Licht zur Förderung von Wasserstofftechnologie – auch in Deutschland.

forbes (2022). Warum der Gaspreis 2022 so hoch ist und was Du jetzt tun kannst. Aktualisiert am 26. Oktober 2022.

www.forbes.com/advisor/de/gas/gaspreis/#:~:text=Wie%20wird%20sich%20der%20Gaspreis,13%2C26%20Cent%2FkWh.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2019). Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X. 23. April 2019.

www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schluesseltechnologie-fuer-power-to-x/.

Global Energy Solutions (2021). Klimaneutraler Stahl – Optionen.

Ifo-Institut (August 2022). Fachkräftemangel steigt auf Allzeithoch.

Pressemitteilung vom 2. August 2022.

www.ifo.de/pressemitteilung/2022-08-02/fachkraeftemangel-steigt-auf-allzeithoch.

IG Metall Vorstand (2015). Zukunft & Beschäftigung. Für einen modernen und effizienten Energieanlagenbau in Deutschland.

IHK Karlsruhe (2022). EU-Emissionshandel/CBAM: EU-Parlamentsfraktionen erzielen Kompromiss.

www.ihk.de/karlsruhe/fachthemen/klimaschutzemissionshandel/aktuelle-meldungen-zu-emissionshandelssysteme-eu-und-bund/eu-emissionshandelcbam-eu-parlamentsfraktion-5572386.

- Industrie Energieforschung (2021). Technologieoffensive Wasserstoff: Innovative Brenner begünstigen energieeffizient produzierten Sekundärstahl. 4. August 2021. www.industrie-energieforschung.de/news/de/optilbo_sekundaerstahl_energieeffizient_herstellen_technologieoffensive_wasserstoff.
- KfW, Ifo-Institut (2022). Fachkräftebarometer.
- Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (2020). Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2022). Metastudie zu den technischen, technologischen und wirtschaftlichen Parametern für die Umstellung der deutschen Stahlindustrie auf eine emissionsarme Stahlproduktion auf Basis von grünem Wasserstoff.
- Mayring, Philipp (2015). Qualitative Inhaltsanalyse – Grundlagen und Techniken.
- Prognos AG (2020). Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger.
- Roland Berger (2021). Hydrogen transportation – The key to unlocking the clean hydrogen economy.
- Salzgitter AG (2022). Green industrial hydrogen. <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/grinhy-20.html>.
- Sozialdemokratische Partei Deutschlands, Bündnis 90/Die Grünen, Freie Demokratische Partei (2021). Koalitionsvertrag 2021–2025.
- Statista (2020). Erzeugte Menge an warmgewalzten Stahlerzeugnissen in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/160907/umfrage/erzeugung-von-walzstahl-in-deutschland-seit-1950/>
- Statistisches Bundesamt (2022). Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2005 bis Juli 2022.
- Statistisches Bundesamt (2022a). Erwerbsbeteiligung.
- Statistisches Bundesamt (2022b). Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2022: 17,2% mehr Kohlestrom als im Vorjahreszeitraum. Pressemitteilung Nr. 374 vom 7. September 2022. www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/09/PD22_374_43312.html.
- Statistisches Bundesamt (2022c). WZ 08–24.1 und 24.2.
- thyssenkrupp-steel (2022). Klimastrategie: Mit grünem Stahl in die Zukunft. www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/.
- Umweltbundesamt (2022). Treibhausgas-Emissionen in Deutschland.
- Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle (2022). Treibhausgasemissionen 2021 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland.

- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V (2021). FNB zu EU-Gasmarktpaket und Methangesetzgebung. Fernleitungsnetzbetreiber sehen private Investitionen in den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Gefahr: Neue EU-Gesetzgebung darf keine Hürden für die Dekarbonisierung aufstellen. 16. Dezember 2021. <https://fnb-gas.de/news/fernleitungsnetzbetreiber-zum-eu-gasmarktpaket/>.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2021). Vorschlag der Europäischen Kommission für einen Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) – Positionspapier.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022). Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2021.

Alle Websites wurden zuletzt am 15. November 2022 besucht.

Anhang

Anhang 1: Interviewleitfaden und Fragebogen Modul „Wasserstoff“

A. Szenarien

1. Identifizierung von Einflussfaktoren ohne Vorgaben

- Was sind Ihrer Meinung nach (stichwortartig) die Haupteinflussfaktoren zur Sicherstellung der Wasserstoffversorgung in Deutschland (ggf. differenziert nach den Aufsatzjahren 2030 und 2045)?
- Bitte ordnen Sie die von Ihnen ausgewählten Haupteinflussfaktoren zur Sicherstellung der Wasserstoffversorgung (ggf. differenziert nach den Aufsatzjahren 2030 und 2045) anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)

2. Identifizierung von Einflussfaktoren mit Vorgaben

- Bitte ordnen Sie die folgenden Einflussfaktoren zur Sicherstellung der Wasserstoffversorgung anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)
 - a. technologischer Pfad (z. B. PEM-, hochtemperatur-Elektrolyse etc.)
 - b. Verfügbarkeit grüner Strom
 - c. Infrastruktur (Importe, Transport (Pipeline, Schiff) etc.)
 - d. Industriepolitik (Fördermittel etc.)
 - e. „Geschwindigkeit von Rahmenbedingungen“ (Industriepolitik, Genehmigungsverfahren...)

B. Prognosen/Diskussion zu Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen

1. Standorte

- Bitte schätzen Sie: In welcher Höhe entstehen bis zu den Jahren 2030 und 2045 weltweit Elektrolysekapazitäten (in GW)?
- Nennen Sie drei Einflussfaktoren der Rangfolge nach, die für die Standortwahl entscheidend sind.

2. H2-Angebot und Nachfrage in Deutschland

Tabelle 1: Wasserstoff Nachfrage und Erzeugung pro Jahr in Deutschland in TWh

	2018	2030	2045
H2- Nachfrage ¹	<1 TWh	63 TWh (2 Mio. t)	265 TWh (8 Mio. t)
H2-Produktion in Deutschland	<1 TWh	19 TWh (0,6 Mio. t)	96 TWh (2,9 Mio. t)
(erforderliche) inländische Elektrolysekapazität ²		5,4 GW	24,0 GW
H2-Importe nach Deutschland	<1 TWh	44 TWh (1,3 Mio. t)	169 TWh (5,1 Mio. t)

Quelle: Agora Energiewende (2021)

- Für wie realistisch erachten Sie die Prognosen in Bezug auf die H2-Nachfrage 2030 und 2045 in Deutschland auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die beiden Jahre? Begründen Sie kurz Ihre abweichende Einschätzung.
- Für wie realistisch erachten Sie die Prognosen im Hinblick auf die H2-Produktion 2030 und 2045 in Deutschland auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die beiden Jahre? Begründen Sie kurz Ihre abweichende Einschätzung.
- Korrespondierend und ergänzend: Für wie realistisch erachten Sie die Prognose zur Bandbreite der inländischen Elektrolysekapazitäten auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die beiden Jahre? Begründen Sie kurz Ihre abweichende Einschätzung.
- Geben Sie für Deutschland 5 Bundesländer in einer Rangordnung an, in denen Elektrolysekapazitäten entstehen werden.
- Für wie realistisch auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch) schätzen Sie ein, dass die Elektrolysekapazitäten an Standorten großer Verbraucher, wie beispielsweise Zement- oder Stahlindustrie, entstehen?

3. Wasserstoff Importe nach Deutschland

- Für wie realistisch erachten Sie die Prognosen im Hinblick auf Importe (siehe Tabelle 1) 2030 und 2045 nach Deutschland auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es

1 33,33 TWh entsprechen 1 Tonne Wasserstoff.

2 Annahme gemäß Agora Energiewende: 3.500 Volllaststunden im Jahr 2030, 4.000 Volllaststunden im Jahr 2045.

als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die beiden Jahre?

- Nennen Sie drei Regionen der Rangfolge nach, aus denen Deutschland 2030 und 2045 Wasserstoff beziehen wird. Geben Sie dazu den jeweiligen Transportweg qualitativ an.
- Nennen Sie fünf Länder der Rangfolge nach, aus denen Deutschland 2030 und 2045 Wasserstoff beziehen wird. Geben Sie dazu den Transportweg qualitativ an.

4. Sonstiges

- Nennen Sie fünf Hauptforderungen an die Politik im Hinblick auf die Wasserstoffversorgung.
- Gibt es noch wesentliche Punkte, die Sie ergänzen wollen?

Anhang 2: Interviewleitfaden und Fragebogen Modul „Energieanlagenbau“

A. Szenarien

1. Identifizierung von Einflussfaktoren ohne Vorgaben

- Was sind Ihrer Meinung nach (stichwortartig) die Haupteinflussfaktoren für eine Transformation des Energieanlagenbaus („fossile“ Energieanlagen) / für den Ausbau von Anlagen zur Elektrolyse von Wasserstoff (im Folgenden „grüner“ Energieanlagenbau“) (ggf. differenziert nach Aufsatzjahren 2030 und 2045 und „Pfadabhängigkeit“)?
- Bitte ordnen Sie die von Ihnen ausgewählten Haupteinflussfaktoren (ggf. differenziert nach den Aufsatzjahren 2030 und 2045) für einen „grünen“ Energieanlagenbau anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)

2. Identifizierung von Einflussfaktoren mit Vorgaben

- Bitte ordnen Sie die folgenden Einflussfaktoren im Rahmen des „grünen“ Energieanlagenbaus anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)
 - a. „Technologien“
 - b. „Industriepolitik“ (Förderungen Capex/Opex etc.)
 - c. Verfügbarkeit grüner Strom
 - d. Verfügbarkeit grüner Wasserstoff
 - e. „Geschwindigkeit Rahmenbedingungen“ (Geschwindigkeit Genehmigungsverfahren, Geschwindigkeit Industriepolitik...)

B. Prognose / Diskussion zu Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen im „fossilen“ Energieanlagenbau

1. Produktion und Umsatz

- Bitte schätzen Sie: Wie viel der in Ihrem Unternehmen produzierten Energieanlagen sind dem fossilen- und wie viel den erneuerbaren Energien zuzuordnen (Umsatz in Euro)? Wie sehen die Schätzungen für die Aufsatzjahre 2030 und 2045 aus? Erläutern Sie die wesentlichen Annahmen Ihrer Prognose.

2. Technologie

- Was sind aus Ihrer Sicht die fünf wesentlichen (technischen) Herausforderungen in Bezug auf die Konstruktion von „grünen“ Energieanlagen? Begründen Sie Ihre Antwort.

3. Beschäftigung

- Bitte geben Sie an, wie viele Beschäftigte in Ihrem Unternehmen (absolut) entlang der Wertschöpfungsketten 2020 beschäftigt waren und wie sich die Anzahl der Beschäftigten in den Aufsatzjahren 2030 und

2045 voraussichtlich entwickelt? Erläutern Sie die wesentlichen Annahmen Ihrer Prognose.

4. Qualifikation

- Bitte nennen Sie die aus Ihrer Sicht wesentlichen Aufgabengebiete für Mitarbeitende des Energieanlagenbaus, die durch die angestrebte Klimaneutralität in Deutschland wegfallen oder reduziert würden.
 - Welche Tätigkeiten/Berufsgruppen wären betroffen?
 - Bitte schätzen Sie: Wie viele Mitarbeiter*innen würde dies betreffen?
- Bitte nennen Sie Aufgabengebiete die neu hinzu kämen bzw. personell ausgebaut werden müssten.
 - Welche Tätigkeiten/Berufsgruppen wären betroffen?
 - Bitte schätzen Sie: Wie viele Mitarbeiter*innen würde dies betreffen?
 - Was wären die wesentlichen Qualifikationsanforderungen?

5. Sonstiges

- Nennen Sie fünf Hauptforderungen an die Politik im Hinblick auf einen grünen Energieanlagenbau.
- Gibt es noch wesentliche Punkte, die Sie ergänzen wollen?

C. Prognose/Diskussion zu Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen Anlagenbau für Wasserstoffelektrolyseanlagen

1. Produktion und Umsatz im Unternehmen

- Bitte schätzen Sie: Wie hoch waren Auftragseingang für Wasserstoffelektrolyseanlagen 2021 (in Euro)? In welcher Höhe schätzen Sie den Auftragseingang (Anzahl der Anlagen, durchschnittliche Kapazität der Anlagen) in den Jahren 2025, 2030 und 2045 ein?
- Bitte differenzieren Sie Ihre Schätzung nach weltweiten Regionen und in Deutschland nach Bundesländern.

2. Technologie

- Ist das technologische Verfahren für die Wasserstoffelektrolyse heute schon von der technischen Seite her determiniert? Wenn ja, welches Verfahren und warum? Wenn nein:
 - Was sind die wesentlichen Einflussfaktoren bei der Auswahl des technologischen Verfahrens?
 - Welches technologische Verfahren wird voraussichtlich in Deutschland Anwendung finden? Begründen Sie Ihre Antwort.

3. Beschäftigung

- Bitte geben Sie an, wie viele Beschäftigte in Ihrem Unternehmen (absolut) entlang der Wertschöpfungsketten 2020 beschäftigt waren und wie sich die Anzahl der Beschäftigten in den Aufsatzjahren 2030 und 2045 voraussichtlich entwickelt. Erläutern Sie die wesentlichen Annahmen Ihrer Prognose.

4. Qualifikation

- Bitte nennen Sie Aufgabengebiete die neu hinzu kämen bzw. personell ausgebaut werden müssten.
 - Welche Tätigkeiten/Berufsgruppen wären betroffen?
 - Bitte schätzen Sie: Wie viele Mitarbeiter*innen würde dies betreffen?
 - Was wären die wesentlichen Qualifikationsanforderungen?

5. Sonstiges

- Nennen Sie fünf Hauptforderungen an die Politik im Hinblick auf einen Ausbau von Elektrolysekapazitäten.
- Gibt es noch wesentliche Punkte, die Sie ergänzen wollen?

Anhang 3: Interviewleitfaden und Fragebogen Modul „Stahlindustrie“

A. Szenarien

1. Identifizierung von Einflussfaktoren ohne Vorgaben

- Was sind Ihrer Meinung nach (stichwortartig) die Haupteinflussfaktoren in Bezug auf die Implementierung einer „grünen“ Stahlproduktion? (differenziert nach Aufsatzjahren 2030 und 2045)
- Bitte ordnen Sie die von Ihnen ausgewählten Haupteinflussfaktoren (ggf. differenziert nach den Aufsatzjahren 2030 und 2045) in Bezug auf die Implementierung einer „grünen“ Stahlproduktion anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)

2. Identifizierung von Einflussfaktoren ohne Vorgaben

- Bitte ordnen Sie die folgenden Einflussfaktoren in Bezug auf die Implementierung einer „grünen“ Stahlproduktion anhand folgender Kriterien ein:
 - „Unsicherheit“ (hoch/niedrig)
 - „Einfluss“ (hoch/niedrig)
 - a. „technologischer Pfad“ (Direktreduktion, CCU/CCS etc.)
 - b. „Industriepolitik“ (Förderungen Capex/Opex etc.)
 - c. Verfügbarkeit grüner Strom
 - d. Verfügbarkeit grüner Wasserstoff
 - e. Definition „grüner Stahl“
 - f. Gas als Übergangslösung
 - g. „Geschwindigkeit von Rahmenbedingungen“ (Industriepolitik, Genehmigungsverfahren...)

B. Prognose / Diskussion zu Einflussfaktoren und Rahmenbedingungen

1. Szenarien zur Produktion von Rohstahl in Deutschland

Als Diskussionsgrundlage sollen zwei Szenarien dienen:

- „Produktionsneutrales-Szenario“ mit der Annahme, dass die Rohstahlproduktion 2030 und 2045 in Deutschland weiterhin wie 2019 rund 40 Mio. Tonnen beträgt – davon weiterhin 28 Mio. Tonnen auf der Primärroute zunehmend über Direktreduktion.
- „Agora-Energiewende-Szenario“ mit der Annahme, dass die Rohstahlproduktion 2030 und 2045 weiterhin ca. 40 Mio. Tonnen in Deutschland beträgt, aber dass es zu Verschiebungen von der Primär- zu Sekundärroute kommt.

Tabelle 2: Annahmen zu Produktionsmengen und Treibhausgasemissionen im Rahmen der zwei Szenarien

Annahme	2019	2030	2045
Produktionsneutrales Szenario			
Rohstahlproduktion	40 Mio. t	40 Mio. t	40 Mio. t
Davon Primärstahlproduktion	28 Mio. t	28 Mio. t	28 Mio. t
Treibhausgas-Emissionen*	≈ 54,4 Mio. t	34,5 Mio. t**	0 Mio. t
Agora-Energiewende-Szenario			
Rohstahlproduktion	40 Mio. t	40 Mio. t	40 Mio. t
Davon Primärstahlproduktion	28 Mio. t	24,2 Mio. t	21,4 Mio. t
Treibhausgas-Emissionen	≈ 54,4 Mio. t	29,0 Mio. t	-12,5 Mio. t***

Anmerkungen: *Davon ca. 45,5 Mio. Tonnen Primärstahlproduktion, 1,6 Mio. Tonnen Sekundärstahlproduktion, 7,3 Mio. Tonnen Weiterverarbeitung (Quelle: WV-Stahl). ** Berechnungsgrundlage: Zielvorgabe für den Industriesektor gemäß Bundesklimaschutzgesetz. ***„Negativ-Emissionen“ unter Verwendung von „Bio Energy with Carbon Capture and Storage“ (BECCS) – CO₂ wird in Biomasse gespeichert, Biomasse wird zur Energiegewinnung verbrannt und das so entstehende CO₂ wird abgeschieden und unterirdisch gespeichert.

- Die aktuelle Rohstahlproduktion in Deutschland beläuft sich auf rd. 40 Mio. t, davon rd. 28 Mio. Tonnen über die sog. Primärstahlroute und rd. 12 Mio. Tonnen über Sekundärroute (2019): Für wie realistisch erachten Sie die angegebenen Produktionsmengen im „Produktionsneutralen Szenario“ in Deutschland auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als unrealistisch einschätzen: Bitte geben Sie basierend auf den von Ihnen in Abschnitt 1.1 gewählten Einflussfaktoren eine Rangfolge von drei Einflussfaktoren an, die Ihrer Einschätzung zugrunde liegen.
- Für wie realistisch erachten Sie die angegebenen Produktionsmengen im „Agora-Energiewende-Szenario“ in Deutschland 2030 und 2045 auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als unrealistisch einschätzen: Bitte geben Sie basierend auf den von Ihnen in Abschnitt 1.1 gewählten Einflussfaktoren eine Rangfolge von drei Einflussfaktoren an, die Ihrer Einschätzung zugrunde liegen.
- Falls Sie beide Szenarien als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose zur Höhe der Rohstahlproduktion in Deutschland in den Jahren 2030 und 2045 differenziert nach Primär- und Sekundärroute (Mio. Tonnen sog. eigenes Prognoseszenario)? (Alternativ: Wie hoch ist Ihre Prognose zur Höhe der Rohstahlproduktion in Ihrem Unternehmen in den Jahren 2030 und 2045 differenziert nach Primär- und Sekundärroute (Mio. Tonnen)?) Bitte geben Sie basierend auf den von Ihnen in Abschnitt 1.1 gewählten Einflussfaktoren eine

Rangfolge von drei Einflussfaktoren an, die Ihrer Einschätzung zugrunde liegen.

- Was sind die drei größten Gefahren der Rangfolge nach für einen Rückgang der Rohstahlproduktion in Deutschland?

2. Technologien

- Ist das Verfahren für eine klimaneutrale Stahlproduktion heute schon von der technischen Seite her determiniert? Wenn ja, welches Verfahren, wenn nein, wo liegen die Unterschiede?
- Wie sehen die technologischen Entwicklungsstufen (Einblasen H₂ in Hochofen, Verwendung von Gas für Reduktion und Elektrolyse ...) hin zu einer klimaneutralen Produktion aus?
- Inwieweit ist mit Effizienzsteigerungen für das wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren bis 2030 und 2045 zu rechnen? Nach aktuellem Stand der Technik können mit einer Tonne Wasserstoff ca. 14 Tonnen Stahl produziert werden. Bitte schätzen Sie: Wie viel Tonnen Stahl können in den Jahren 2030 und 2045 mit einer Tonne Wasserstoff voraussichtlich produziert werden?
- Welche Rolle spielen Technologien zur CO₂-Speicherung und Weiterverarbeitung (CCU und CCS) in den Jahren 2030 und 2045 auf einer Skala von 1–5 (1 keine Rolle und 5 große Rolle)? Wie viele Tonnen CO₂ werden durch diese Technologien 2030 und 2045 vermieden/abgeschieden? (Alternativ: Planung Ihres Unternehmens).

3. Investition/Capex

- Schätzungen (Roland Berger: The future of steelmaking, 2020) gehen von 1 Mrd. € Investition/Capex pro 1 Mio. Tonnen Rohstahl für die Transformation der Primärroute aus. Für wie realistisch erachten Sie diese Prognose auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die Capex pro 1 Mio. t? Begründen Sie kurz Ihre abweichende Prognose.
- Für wie realistisch erachten Sie es, dass staatliche Capex-Förderungen erforderlich sind auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als erforderlich ansehen: In welcher Höhe werden staatliche Förderungen für Capex benötigt (Angabe in Euro pro 1 Mio. Tonnen oder in %)?

4. Operative Kosten / Opex

- Die Produktionskosten/Opex für DRI-Stahl auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff liegen lt. einer aktuellen Studie¹ ca. 200 Euro pro Tonne (+50%) über den heutigen Produktionskosten in der Hochofenroute. Für wie realistisch erachten Sie diese Prognose auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als nicht realistisch einschätzen, wie hoch ist Ihre Prognose für die Kostendifferenz pro t? Begründen Sie kurz Ihre abweichende Prog-

¹ Quelle: Agora Energiewende: Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021)

nose und nennen Sie die drei wichtigsten Faktoren der Rangfolge nach, warum die Opex höher liegen.

- Für wie realistisch erachten Sie es, dass Opex-Förderungen erforderlich sind auf einer Skala von 1–5 (1 sehr unrealistisch, 5 sehr realistisch)? Falls Sie es als realistisch ansehen: In welcher Höhe werden staatliche Förderungen für Opex benötigt (Angabe in Euro/t oder in %)?
- Bitte schätzen Sie: Nach wie vielen Jahren von heute an ist ein Angleichen der Opex für DRI-Stahl auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff im Vergleich zu denen der Hochofenroute zu erwarten, wenn überhaupt? Begründen Sie Ihre Antwort.
- Nennen Sie der Bedeutung nach 3 Faktoren, von denen die Förderungshöhe und -dauer abhängt.

5. Auswirkungen des „produktionsneutralen Szenarios“ auf Beschäftigung und Qualifikation

- Bitte geben Sie an, wie viele Beschäftigte in Ihrem Unternehmen (absolut) entlang der Wertschöpfungsketten Hochofen, Stahlwerke, Walzen, Veredeln und Adjustage 2020 und wie viele aus Ihrer Sicht in dem „produktionsneutralen Szenario“ 2030 und 2045 beschäftigt sein werden.
- Bitte nennen Sie wesentliche Tätigkeiten/Berufsbilder, die bei der Umstellung der Primärroute auf Direktreduktion entlang der Wertschöpfungskette wegfallen oder reduziert werden müssen. Wie viele Beschäftigte wären betroffen?
- Bitte nennen Sie wesentliche Tätigkeiten/Berufsbilder, die neu hinzukämen bzw. ausgebaut werden müssten. Wie viele Beschäftigte müssten aufgebaut werden? Was wären die wesentlichen Qualifikationsanforderungen?

6. Auswirkungen des „Agora-Energiewende-Szenarios“ auf Beschäftigung und Qualifikation

- Bitte nennen Sie die aus Ihrer Sicht wesentlichen Tätigkeiten/Berufsbilder entlang der Wertschöpfungskette, die bei einer Substitution des Primärstahl-Produktionsverfahrens auf die Elektrostahlroute wegfallen oder reduziert werden müssten sowie die wesentlichen Tätigkeiten/Berufsbilder, die hinzukämen bzw. ausgebaut werden müssten.
- Wie hoch wäre überschlägig bei einer Reduktion von der Tonnage um 14% (2030) und 25% (2045) die Reduktion der Mitarbeitenden in Ihrem Unternehmen entlang der Wertschöpfung auf der Primärroute – die mehr und mehr über Direktreduktion abgebildet wird – und wie hoch wäre der korrespondierende Aufbau auf der Elektrostahlroute?

7. Auswirkungen des „eigenen Prognoseszenarios“ auf Beschäftigung und Qualifikation

- Bitte geben Sie an, wie viele Beschäftigte (absolut) in Ihrem Unternehmen entlang der Wertschöpfungsketten Hochofen, Stahlwerke, Walzen, Veredeln und Adjustage 2020 und wie viele aus Ihrer Sicht

in dem „produktionsneutralen Szenario“ 2030 und 2045 beschäftigt sein werden.

- Bitte nennen Sie wesentliche Tätigkeiten/Berufsbilder, die bei der Umstellung der Primärroute auf Direktreduktion entlang der Wertschöpfungskette wegfallen oder reduziert werden müssen. Wie viele Beschäftigte wären betroffen?
- Bitte nennen Sie wesentliche Tätigkeiten/Berufsbilder, die neu hinzukämen bzw. ausgebaut werden müssten. Wie viele Beschäftigte müssten aufgebaut werden? Was wären die wesentlichen Qualifikationsanforderungen?

8. Sonstiges

- Nennen Sie fünf Hauptforderungen an die Politik im Hinblick auf eine grüne Stahlproduktion.
- Gibt es noch wesentliche Punkte, die Sie ergänzen wollen?

Anhang 4: (Vertiefendes Interview) Auswirkungen der Transformation auf Beschäftigung und Qualifikation in der Primärstahlindustrie

A. Auswirkungen auf die Beschäftigung

- Bitte geben Sie für die folgenden Wertschöpfungsstufen an (jeweils absolut und pro 1 Mio. Tonnen Rohstahlproduktion), wie viele Beschäftigte 2021 in Ihrem Unternehmen beschäftigt waren und schätzen Sie, wie viele in den Aufsatzjahren 2030 und 2045 voraussichtlich noch beschäftigt sein werden.

Beschäftigung absolut (FTE oder Köpfe)			
	2021	2030	2045
Kokerei			
Sintern			
Hochofen			
Sonstige			

Beschäftigung pro 1 Mio. Tonnen Rohstahlproduktion			
	2021	2030	2045
Kokerei			
Sintern			
Hochofen			
Sonstige			

- Bitte geben Sie an, welche Tätigkeiten/Funktionen/Berufsbilder entlang der folgenden Wertschöpfungsstufen bei der Umstellung der Hochofenroute auf Direktreduktion entfallen oder reduziert werden.

	Entfall oder Reduktion von Tätigkeiten/Funktionen/Berufsbilder
Kokerei	
Sintern	
Hochofen	
Sonstige	

- Bitte schätzen Sie für die folgenden Wertschöpfungsstufen an (jeweils absolut und pro 1 Mio. Tonnen Rohstahlproduktion), wie viele Beschäftigte in den Aufsatzjahren 2030 und 2045 in Ihrem Unternehmen voraussichtlich zusätzlich beschäftigt sein werden.

Beschäftigung absolut (FTE oder Köpfe)		
	2030	2045
DRI-Anlage		
Elektrolichtbogenofen		
Sonstige		

Beschäftigung pro 1 Mio. Tonnen Rohstahlproduktion		
	2030	2045
DRI-Anlage		
Elektrolichtbogenofen		
Sonstige		

4. Bitte geben Sie an, welche Tätigkeiten/Funktionen/Berufsbilder entlang der folgenden Wertschöpfungsstufen bei der Umstellung der Hochofenroute auf Direktreduktion neu hinzukommen oder ausgebaut werden:

	Neue/Ausgebaute Tätigkeiten/Funktionen/Berufsbilder
DRI-Anlage	
Elektrolichtbogenofen	
Sonstige	

5. (Detaillierung „sonstige“) Wird die Umstellung der Hochofenroute auf Direktreduktion auch in anderen Wertschöpfungsstufen/Bereichen zum Ab- oder Aufbau von Beschäftigung führen? Wenn ja, geben Sie die Wertschöpfungsstufe / den Bereich an und wie viele Beschäftigte 2021 in Ihrem Unternehmen beschäftigt waren und schätzen Sie, wie viele in den Aufsatzjahren 2030 und 2045 voraussichtlich noch beschäftigt sein werden und begründen Sie Ihre Annahme.

Beschäftigung absolut (FTE oder Köpfe)			
Bereich	2021	2030	2045

6. In Welchen Tätigkeiten/Funktionen/Berufsbildern für den Betrieb von Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen ist aus heutiger Sicht ein Fachkräftemangel festzustellen?
7. Falls es aus Ihrer Sicht 2030 und/oder 2045 zu einem Netto-Personalabbau kommt: Kann dieser sozialverträglich (beispielsweise aufgrund

der Altersstruktur der Belegschaft) gestaltet werden? Bitte begründen Sie Ihre Antwort.

B. Qualifikationsanforderungen

1. Welche Qualifikationsanforderungen an die Mitarbeitenden werden für die Direktreduktion (DRI-Anlagen und Elektrolichtbogenöfen) benötigt, die nicht notwendigerweise für den Betrieb der Hochofenroute (Kokerei, Sintern, Hochofen) benötigt werden?
2. Können bestehende Qualifikationen der Mitarbeitenden aus Bereichen Kokerei, Sintern und Hochofen für den Betrieb von Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen genutzt werden und wenn ja welche? Welche Qualifikationen aus diesen Bereichen sind für neu zu schaffende Tätigkeiten besonders geeignet?
3. Wie viel Zeit plant Ihr Unternehmen für die Qualifikation der Mitarbeitenden (Kokerei, Sintern, Hochofen) bis 2030 und 2045 ein, um den Betrieb der Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen zu gewährleisten? Bitte begründen Sie Ihre Antwort.
4. Welche Arten/Methoden (beispielsweise Schulungen, Seminare, Praxis ...) werden in Ihrem Unternehmen im Hinblick auf die Qualifikation der Mitarbeitenden für die Umstellung der Primärroute auf Direktreduktion genutzt?
5. Welche Kooperationspartner (beispielsweise Universitäten/Hochschulen/Handwerkskammern) werden aktuell und zukünftig für die Qualifikation der Mitarbeitenden im Hinblick auf die Transformation bei Ihrem Unternehmen eingebunden?

ISSN 2509-2359