

Gutachten

Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoff- industrie in Deutschland

Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige



Quelle: istock – kozmoat98

Gutachten

Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoff- industrie in Deutschland

Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige

Projektnummer

B100811

Von

Dr. Alexander Piégsa (Prognos AG)

Dr. Fabian Muralter (Prognos AG)

Purnima Kulkarni (Prognos AG)

Jan Limbers (Prognos AG)

Sebastian Lübbers (Prognos AG)

Dr. Almut Kirchner (Prognos AG)

Dr. Sascha Samadi (Wuppertal Institut)

Im Auftrag des Deutschen Bundestages**Abschlussdatum**

September 2022

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit rund 180 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an neun Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München und Stuttgart. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht;
Sitz der Gesellschaft: Basel

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Mehrwertsteuernummer/UID

CH-107.308.511

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel | Schweiz
Tel.: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien
Tel: +32 280 89-947

Prognos AG

Hermannstraße 13
(c/o WeWork)
20095 Hamburg | Deutschland
Tel.: +49 40 554 37 00-28

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland
Tel.: +49 30 5200 59-210
Fax: +49 30 5200 59-201

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf | Deutschland
Tel.: +49 211 913 16-110
Fax: +49 211 913 16-141

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland
Tel.: +49 89 954 1586-710
Fax: +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland
Tel.: +49 421 845 16-410
Fax: +49 421 845 16-428

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg | Deutschland
Tel.: +49 761 766 1164-810
Fax: +49 761 766 1164-820

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland
Tel.: +49 711 3209-610
Fax: +49 711 3209-609

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung und Problemstellung	10
3	Status Quo ausgewählter Grundstoffindustrien	12
3.1	Eisen- und Stahlerzeugung	12
3.1.1	Ökonomische Kenngrößen	13
3.1.2	Heutige Produktion	13
3.1.3	Vermeidungstechnologien	24
3.2	Zementherstellung	33
3.2.1	Ökonomische Kenngrößen	33
3.2.2	Heutige Produktion	35
3.2.3	Vermeidungstechnologien	40
3.3	Herstellung von High-Value-Chemicals	51
3.3.1	Ökonomische Kenngrößen	52
3.3.2	Heutige Produktion (Basis für Referenzpfad)	53
3.3.3	Vermeidungstechnologien	59
4	Technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion in ausgewählten Grundstoffindustrien	70
4.1	Einflüsse	70
4.1.1	Politische Instrumente	70
4.1.2	Externe Szenarienarbeiten	72
4.1.3	Rahmendaten	74
4.1.4	Netzausbaupläne	77
4.1.5	Einfluss des Angriffskrieges gegen die Ukraine	81
4.2	Eigenschaften und Definitionen	81
4.2.1	Randbedingungen	81
4.2.2	Charakteristika	82
4.2.3	Diskriminante „Internationaler Kooperationsgrad“	84
4.2.4	Bilanzierungsfragen	85
4.3	Entwicklungspfade	85

4.3.1	Grundlegende Treiber	85
4.3.2	Eisen/Stahl	87
4.3.3	Zement	99
4.3.4	High Value Chemicals	108
4.3.5	Vergleich	118
4.3.6	Gesamtsystem	123
5	Effekte der Entwicklungspfade	126
5.1	Ökonomische Effekte	126
5.1.1	Ökonomische Effekte des Aufbaus emissionsarmer Produktionsverfahren	126
5.1.2	Vergleich der Produktionskosten und Ableitung der Kosten- und Preiseffekte	134
5.2	Ökologische Effekte	141
6	Auswirkungen, Chancen und Risiken der Entwicklungspfade	143
6.1	Auswirkungen	143
6.1.1	Auswirkungen auf Arbeitsplätze und benötigte Qualifikationen	143
6.1.2	Wechselwirkungen entlang der Wertschöpfungsketten und mit anderen Branchen	153
6.1.3	Importabhängigkeit bei Energieträgern und Rohstoffen	157
6.2	Risiken	160
6.2.1	Weniger Klimaschutz im Ausland („Carbon Leakage“)	160
6.2.2	Bessere Bedingungen für erneuerbare Energien im Ausland („Green Leakage“)	163
6.2.3	Unklare zukünftige Rahmenbedingungen	165
6.2.4	Anhaltend hohe Erdgas-Preise	168
6.3	Chancen	171
6.3.1	Potenzielle Technologieführerschaft auf den grünen Grundstoffmärkten der Zukunft	171
6.3.2	Wachsende grüne Märkte für den Maschinen- und Anlagenbau	172
6.3.3	Stabilisierung und Attraktivierung bestehender Produktionsstandorte	172
6.3.4	Positive Wirkung von Klimaschutz auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland	173

6.3.5	Minderung der Importabhängigkeit bei Energieträgern und Rohstoffen	173
7	Politische Weichenstellungen zur Realisierung der Entwicklungspfade	174
7.1	Kategorien politischer Instrumente	174
7.2	Anforderungen an die Gestaltung von Politikinstrumenten	176
7.2.1	Verhinderung von Carbon Leakage	177
7.2.2	Verhinderung bzw. Begrenzung von Green Leakage	177
7.2.3	Zeitnahe Schaffung ausreichend klarer Rahmenbedingungen	179
7.2.4	Adressierung der mit den derzeit hohen Erdgaspreisen verbundenen Risiken	179
7.3	Mögliches Instrumentenbündel, notwendige Rahmenbedingungen	180
7.3.1	Ausgangslage	180
7.3.2	Entwurf eines Instrumentenbündels	181
7.3.3	Internationale Rahmenbedingungen	183

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kenngroßen aktiver Hochöfen in Deutschland und ihr angenommenes Betriebsende	16
Tabelle 2:	Kenngroßen Kokereien	21
Tabelle 3:	Kenngroßen Sinteranlagen	21
Tabelle 4:	Kenngroßen Pelletieranlagen	22
Tabelle 5:	Kenngroßen Hochofen	22
Tabelle 6:	Kenngroßen Konverter	23
Tabelle 7:	Kenngroßen Elektrolichtbogenofen	23
Tabelle 8:	Kenngroßen Schachtofen (CH ₄)	24
Tabelle 9:	Kenngroßen Schachtofen (H ₂)	27
Tabelle 10:	Kenngroßen Elektrolyseur	27
Tabelle 11:	Kenngroßen Schmelzofen	30
Tabelle 12:	Kenngroßen Kohlenstoffabscheidung beim Stahlwerk	32
Tabelle 13:	Aktive Zementklinkerwerke in Deutschland	37
Tabelle 14:	Kenngroßen derzeitiger Zementherstellung in Deutschland	39
Tabelle 15:	Kenngroßen für die heute verfügbaren Zemente	39
Tabelle 16:	Kenngroßen Oxyfuel-CCS	42
Tabelle 17:	Demonstrations- und Pilotanlagen Oxyfuel-CCS-Technologie	43
Tabelle 18:	Klinkerarme Zemente und deren Bestandteile	45
Tabelle 19:	Kenngroßen für die modellierten klinkerarmen Zemente	46
Tabelle 20:	Kenngroßen für modellierte neue Bindemittelsysteme	49
Tabelle 21:	Demonstrations- und Pilotanlagen neuer Bindemittelsysteme	50
Tabelle 22:	Kenngroßen aktiver Steamcracker in Deutschland	55
Tabelle 23:	Kenngroßen konventioneller Steamcracker	58

Tabelle 24:	Kenngößen elektrischer Steamcracker	63
Tabelle 25:	Kenngößen Methanol-to-Olefins (MtO)	66
Tabelle 26:	Kenngößen chemischen Recyclings (Pyrolyse von Altplastik)	69
Tabelle 27:	Endenergieverbrauch der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien	73
Tabelle 28:	Treibhausgasemissionen der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien	73
Tabelle 29:	Erzeugerseite der Vergleichsstudien	73
Tabelle 30:	Kenngößen von Standorten der Stahlherstellung mit angenommenem Wechsel zu klimafreundlichen Technologien in Deutschland	90
Tabelle 31:	Vergleich der Entwicklungspfade	119
Tabelle 32:	Übersicht über die Technologieoptionen der Vergleichsstudien	122
Tabelle 33:	Ähnlichkeit der Technologieoptionen mit den Vergleichsstudien	123
Tabelle 34:	Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte	134
Tabelle 35:	Emissionen und Bedarfe durch Energienutzung	141
Tabelle 36:	Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der Stahlindustrie durch die Transformation	150
Tabelle 37:	Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der Zementindustrie durch die Transformation	151
Tabelle 38:	Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der HVC-Produktion durch die Transformation	152
Tabelle 39:	Übersicht über die Importabhängigkeit	159

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Emissionsintensität der Wertschöpfung, Außenhandelsorientierung und Emissionsanteil	10
Abbildung 2:	Historische ökonomische Kenngrößen Eisen/Stahl	14
Abbildung 3:	Historische Stahlproduktion nach Routen	15
Abbildung 4:	Historischer Energieverbrauch Eisen/Stahl	20
Abbildung 5:	Historische spezifische und absolute Treibhausgasemissionen Eisen/Stahl	20
Abbildung 6:	Routen der Stahlproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten	25
Abbildung 7:	Historische ökonomische Kenngrößen Zementherstellung	34
Abbildung 8:	Zementproduktion nach Zementarten	35
Abbildung 9:	Klinkerfaktor und THG-Emissionen der Zementherstellung	38
Abbildung 10:	Routen der Zement-Produktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten	41
Abbildung 11:	Historische ökonomische Kenngrößen Grundstoffchemie	53
Abbildung 12:	Historische HVC-Produktion nach Chemikalien	54
Abbildung 13:	Routen der HVC-Produktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten	59
Abbildung 14:	HVC-Produktionsmengen nach Chemikalien	60
Abbildung 15:	Sozioökonomische Rahmendaten	75
Abbildung 16:	Großkunden-Energieträgerpreise und EUA-Preis	76
Abbildung 17:	Emissionsintensive Standorte und hypothetisches CO ₂ -Netz in Deutschland	78
Abbildung 18:	Geplantes Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber Gas	80
Abbildung 19:	Produktionsmenge Stahl nach Route und Stahlvorprodukte – Pfad A	89
Abbildung 20:	Produktionsmenge Stahl nach Route und Stahlvorprodukte – Pfad B	94

Abbildung 21:	Energieverbrauch und THG-Emissionen Eisen/Stahl	95
Abbildung 22:	Energieverbrauch Eisen/Stahl	96
Abbildung 23:	Kostenstrukturen Eisen/Stahl	97
Abbildung 24:	Absolute Kostenstruktur Eisen/Stahl	98
Abbildung 25:	Spezifische Kosten nach Route Eisen/Stahl	98
Abbildung 26:	Produktionsmenge Zement – Pfad A	99
Abbildung 27:	Produktionsanteile nach Zementarten – Pfad A	100
Abbildung 28:	Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung – Pfad A	101
Abbildung 29:	Hüttensandbedarf und dessen Verfügbarkeit – Pfad A	102
Abbildung 30:	Produktionsmenge Zement – Pfad B	103
Abbildung 31:	Produktionsanteile nach Zementarten – Pfad B	104
Abbildung 32:	Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung – Pfad B	104
Abbildung 33:	Hüttensandbedarf und dessen Verfügbarkeit – Pfad B	105
Abbildung 34:	Energieverbrauch und THG-Emissionen Zement	107
Abbildung 35:	Energieverbrauch Zement	107
Abbildung 36:	Kostenstrukturen Zement	108
Abbildung 37:	Edukte-Anteile und Feedstock-Mengen für die HVC-Produktion – Pfad A	111
Abbildung 38:	Edukte-Anteile und Feedstock-Mengen für die HVC-Produktion – Pfad B	112
Abbildung 39:	Energieverbrauch und THG-Emissionen High Value Chemicals	115
Abbildung 40:	Energieverbrauch HVC	115
Abbildung 41:	Kostenstrukturen HVC	117
Abbildung 42:	Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems	124
Abbildung 43:	Investitionsimpulse je Industrie	130
Abbildung 44:	Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte	131

Abbildung 45:	Effekte des Investitionsimpulses auf die Bruttowertschöpfung und den Arbeitsmarkt	133
Abbildung 46:	Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Eisen/Stahl	135
Abbildung 47:	Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Eisen/Stahl	136
Abbildung 48:	Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Zement	137
Abbildung 49:	Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Mineralien (Zement)	138
Abbildung 50:	Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Grundstoffchemie	139
Abbildung 51:	Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Grundstoffchemie (HVC)	140

Glossar

BECCS	Biomasse-CCS
BF	Blast Furnace (Hochofen)
BTX	Überbegriff für die Aromaten Benzol, Toluol und die Xylole
BOF	Basic Oxygen Furnace (Einblaskonverter)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CSP	Concentrated Solar Power (Solarwärmekraftwerk)
CCS/U	Carbon Capture and Storage/Usage (Kohlenstoffabscheidung und -Speicherung/-Nutzung)
CH ₄	Methan (Hauptbestandteil von Erdgas)
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
Crude Steel	Rohstahl
DR	Direct Reduction (Direktreduktion)
DRI	Direct Reduced Iron (Direkt reduziertes Eisen, auch Eisenschwamm; Eisengehalt ca. 95 %)
EAF	Electric Arc Furnace (Elektrolichtbogenofen)
E-Cracker	Steamcracker (Anlagen zur Produktion von HVC), die elektrisch beheizt werden
EEV	Endenergieverbrauch
Fe ₃ O ₄	Eisenoxid
FT	Fischer-Tropsch, Verfahren zur Herstellung von (synthetischen) Kohlenwasserstoffen, wie Benzin, Naphtha etc. aus Synthesegas
FuE, F&E	Forschung und Entwicklung
Gangart	Begleitminerale, die zusammen mit Erzmineralien das Erz in Lagerstätten bilden
HBI	Hot Briquetted Iron (zu Lager- und Transportzwecken heiß verdichteter Eisenschwamm, um damit die Oxidation an der Luft zu minimieren)

HVC	High Value Chemicals (Plattformchemikalien, Ausgangsprodukte der Kunststoffherstellung)
KSP	Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung
MeOH	Methanol (CH ₃ OH)
MtHVC/MtO/MtA	Methanol to HVC bzw. Olefins/Aromatics, Verfahren zur HVC-Produktion über Methanol
Neuzustellung	zwischen zwei Ofenreisen notwendige Ertüchtigung des Hochofens
Ofenreise	kontinuierlicher Betrieb eines Hochofens (meist 15 bis 20 Jahre)
SAF	Synthetic Aviation Fuels (synthetische Flugtreibstoffe)
Syngas	Synthesegas, Mischung aus Wasserstoff, Kohlendioxid/-monoxid, aus dem bspw. Methanol hergestellt wird
THG	Treibhausgas(e)

1 Zusammenfassung

Weitgehende Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie bis 2045 machbar

Im vorliegenden Gutachten wurden für drei der emissionsintensivsten Grundstoffe zwei unterschiedliche technische Entwicklungspfade untersucht, die jeweils bis 2045 THG-emissionsarme Grundstoffindustrien in einem weitgehend klimaneutralen Deutschland erreichen. Dabei unterscheiden sich die Rahmenbedingungen der beiden Entwicklungspfade hinsichtlich des internationalen Kooperationsgrades: Während in Pfad A eine weitgehend nationale Strategie verfolgt wird, baut Pfad B auf internationale Kooperation. Für die emissionsintensive Grundstoffindustrie wurde repräsentativ die Herstellung von Stahl, von Zement und von Plattformchemikalien (HVC) ausgewählt, für welche jeweils drei individuelle Vermeidungstechnologien eingehend untersucht wurden. Bei der Auswahl der meistversprechenden Vermeidungstechnologien waren die Erreichung einer weitgehenden Treibhausgasneutralität sowie die Realisierbarkeit angesichts der aktuellen Situation in Deutschland wichtig. Die anschließende rudimentäre Einbettung der Ergebnisse der drei Grundstoffindustrien ins restliche Energiesystem Deutschlands zeigt, dass Klimaneutralität weitgehend erreicht werden kann, auch wenn die betrachteten Grundstoffindustrien 2045 netto noch geringe THG-Emissionen aufweisen.

Die beiden **Entwicklungspfade** der Grundstoffindustrien lassen sich hinsichtlich bestimmter Kenngrößen differenzieren. So wurden **Effizienzmaßnahmen** bzgl. Energie und Material v. a. in Pfad A forciert, um zumindest teilweise weniger tiefgreifende Maßnahmen in anderen Bereichen auszugleichen. In beiden Pfaden wurde ein hohes Maß an **Elektrifizierung** unterstellt. Pfad A ist zusätzlich von verstärkter Biomassenutzung (v. a. stofflich) geprägt. In beiden Pfaden stellt **Wasserstoff** insbesondere für die Stahl- und HVC-Erzeugung einen sehr wichtigen Bestandteil der Produktionsprozesse dar. Für die Stahlproduktion wird in Pfad B mehr H₂ verwendet, für HVC in Pfad A. Insgesamt wird in Pfad A fast doppelt so viel Wasserstoff eingesetzt wie in Pfad B, was hier aber einer stärkeren Reduktion von Abhängigkeiten im Vergleich zum Status quo dient. Hinsichtlich der angenommenen emissionsarmen Produktionsverfahren wird in beiden Pfaden eine **tiefgreifende Transformation** der untersuchten Industrien unterstellt. In Pfad B ist diese verstärkt von transnationaler Kooperation geprägt, sodass v. a. in der HVC-Produktion Teile der Rohstoffe bzw. Zwischenprodukte extern bezogen werden. Die **Kohlenstoffabscheidung** wird in beiden Pfaden in ähnlicher Höhe erforderlich. Pfad A (weniger Kooperation) ist von stärkeren **Preisanstiegen** geprägt als Pfad B. Dies hängt auch mit den entsprechenden Emissionen bzw. unterschiedlichen Abscheidungsmaßnahmen zusammen: In Pfad B sinken diese nämlich schneller und erreichen für Zement und HVC sogar Netto-Negativität. Der gesamte Energiebedarf divergiert in den beiden Entwicklungspfaden stark. Während er in Pfad A langfristig in etwa konstant bleibt (2045 knapp 780 PJ), nimmt er in Pfad B nach einem kurzfristigen Anstieg in den nächsten Jahren bis 2045 sogar um 20 Prozent ab (2045 auf knapp 630 PJ).

Der Blick aufs **Gesamtsystem**, also die im Rahmen der vorliegenden Studie bestimmten Entwicklungspfade inklusive des aus den externen Szenarienarbeiten abgeleiteten Restsystems zeigt, dass 2045 im Mittel eine weitgehende Treibhausgasneutralität Deutschlands erreicht wird. Die Restemissionen 2045 stammen aus der Landwirtschaft (50 Mt CO₂e) und den Industrieprozessen (15 Mt CO₂e), welche durch die LULUCF-Senke (-26 Mt CO₂e) netto abgemildert werden. Insgesamt sinken die Treibhausgasemissionen um 95–99 % ggü. 1990. Auch der Endenergiebedarf sinkt signifikant von rund 8.400 PJ 2020 auf rund 6.000 PJ 2045 (ca. -30 %). In diesem Zeitraum

wird der Wechsel von fossilen Brennstoffen zu biogenen Brennstoffen, synthetischen Brennstoffen (Wasserstoff und weitere PtX), Umweltwärme und Strom vollzogen.

Ausgangspunkt sind heutige Produktionsstätten, die auf neue Verfahren umgestellt werden

Die derzeit 16 deutschen Hochöfen produzieren im Mittel 30 Mio. Tonnen Primärstahl über die konventionelle Hochofenroute. Hinzu kommen noch rund 1 Mio. Tonnen Primärstahl aus dem Methan-basierten Direktreduktionsverfahren und noch rund 12 Mio. Tonnen an Sekundärstahl aus Stahlschrott. In Summe wurden in den letzten zwei Dekaden rund 43 Mio. Tonnen **Rohstahl** jährlich produziert. Die gesamten Treibhausgasemissionen der Stahlherstellung betragen stabil rund 55 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent über die letzten beiden Dekaden. Die drei Vermeidungstechnologien, die in den beiden Entwicklungspfaden zum Einsatz kommen, sind (a) die Wasserstoff-Direktreduktion plus Elektrolichtbogenofen, (b) die Wasserstoff-Direktreduktion plus Schmelzreduktionsöfen plus Einblaskonverter und (c) die konventionelle Hochofenroute plus CCS.

Die **Zement**produktion in Deutschland im Jahr 2020 betrug ca. 35,5 Million Tonnen, davon wurden rund 6 Millionen Tonnen exportiert und 1,1 Millionen Tonnen importiert. Die Zementsorte Portlandkompositzement (CEM II) weist die Hälfte des Inlandsversandes aus, die Zementsorten Portlandzement (CEM I) und Hochofenzement (CEM III) liegen jeweils grob bei einem Viertel. In Deutschland produzieren 21 Unternehmen an 54 Werken verschiedene Zementarten und an 34 Standorten Zementklinker. In der letzten Dekade lagen die gesamten Emissionen bei jährlich rund 20 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent. Die betrachteten Technologien zur Dekarbonisierung der Zementindustrie sind (a) Oxyfuel-CCS, (b) klinkerarme Zemente sowie (c) alternative Bindemittelsysteme.

Die historische Entwicklung der Olefinproduktion blieb über die letzten 20 Jahre recht konstant bei über 11 Mio. Tonnen jährlich. Die Produktion der Aromaten ist über die letzten zehn Jahre mit durchschnittlich rund 1,6 Prozent pro Jahr rückläufig. Die beschriebenen Mengen an **HVC** werden in Deutschland aktuell vor allem in insgesamt 13 Steamcrackern an acht Standorten produziert. Insgesamt sind die deutschen Steamcracker derzeit für direkte Emissionen von rund 8 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent pro Jahr verantwortlich. Die drei der meistversprechenden Vermeidungstechnologien für die HVC-Produktion sind der Einsatz von (a) elektrischen Steamcrackern, (b) Methanol to Olefin (MtO-Verfahren) sowie (c) chemisches Recycling von Kunststoffabfällen.

Zwei unterschiedliche Entwicklungspfade zeigen den Weg zur weitgehenden THG-Neutralität

Die beiden untersuchten Entwicklungspfade folgen immer den folgenden **Randbedingungen**: (1) Die THG-Ziele, d. h. nahezu Klimaneutralität, werden erreicht. (2) Gegebene Restriktionen wie z. B. Biomasseverfügbarkeit oder grüne Stromproduktion werden jederzeit eingehalten. (3) Die Pfade sind plausibel und realistisch hinsichtlich der wirtschaftlichen, infrastrukturellen, regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland. (4) Die Pfade sind konsistent mit dem Gesamtsystem, wofür externe Szenarienarbeiten vereinfacht zur Ergänzung des übrigen Energiesystems hinzugezogen werden. (5) Bestehende und konkret geplante Förderinstrumente werden hinsichtlich ihrer Wirkrichtung berücksichtigt.

Die **Diskriminante „internationaler Kooperationsgrad“** soll ein Maß für die Verschiedenartigkeit der beiden Entwicklungspfade sein und möglichst unterschiedliche Entwicklungen und Schwerpunkte ermöglichen – jedoch keine komplementären Extrempfade aufspannen.

Zentrale Größen zur Bewertung der Transformationskosten sind die **Energieträgerpreise**. Da Unterschiede zwischen konkurrierenden Energieträgern explizit die Produktionskosten und damit

implizit die relative Bedeutung der einen zur anderen Technologie bestimmen, haben die Energieträgerpreise großen Einfluss. Ein wichtiger Preis ist der CO₂-Zertifikatspreis (EUA). Dieser steigt von heute 80 auf über 200 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2045. Der Strompreis bleibt stabil zwischen 20 und 25 EUR/GJ und importierter grüner Wasserstoff ist ab 2040 günstiger als inländischer Strom. Trotz der kosteninduzierten Unterschiede kommen in beiden Pfaden alle drei Vermeidungstechnologien in unterschiedlicher Ausprägung vor.

In der Welt von **Pfad A** mit ggü. heute deutlich geringerer internationaler Kooperation bleibt die bestehende Produktion eher in Deutschland. Es wird versucht, Abhängigkeiten, insbesondere von Importen, zu minimieren. Entsprechend reizt dies Effizienzverbesserungen an, sowohl energetisch als auch materiell. Kohlenstoffabscheidung wird insgesamt geringgehalten und findet statt, um den Importbedarf von grünem Wasserstoff zu entschärfen. Notwendige Wasserstoff-Importe kommen überwiegend aus Europa. Inländische Biomasse wird ausgereizt. Diese Strategien beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit negativ, da Preisvorteile durch fehlende bzw. limitierte Importe minimiert sind. Ein großes Hindernis in dieser Welt ist die Akzeptanz: ein nationales und damit isoliertes Handeln steht im Widerspruch zur internationalen Herausforderung des Klimawandels.

In der Welt von **Pfad B** mit hoher internationaler Kooperation (mindestens auf dem heutigen Niveau einer eng vernetzten Weltwirtschaft) ist die Verfügbarkeit von grünen und synthetischen Energieträgern und Rohstoffen auf den internationalen Märkten gut. Auch sind betriebswirtschaftlich motivierte Verlagerungen von Produktionsstandorten der Grundstoffindustrie insbesondere innerhalb der EU a priori nicht ausgeschlossen – sie kommen jedoch in der konkreten Ausgestaltung des Entwicklungspfades nicht vor. Importe von grünen Energieträgern wie Wasserstoff, Feedstock und bedingt auch Biomasse sind über gut ausgebaute europaweite Netze möglich, werden forciert bzw. gesteigert und führen umgekehrt dazu, dass Effizienzanstrengungen nicht über das heutige Maß hinaus angestoßen werden. Ein ebenfalls zumindest regional vorhandenes CO₂-Netz senkt die Hürde für den Einsatz von CCS. Diese Ausgangssituation ist hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit ideal. Auch die Akzeptanz wird in dieser Ausgestaltung wahrscheinlich höher sein, trotz der hohen Abhängigkeit von ausländischen Ressourcen – die jedoch immer noch geringer ist als heute.

Stahlproduktion erreicht weitgehende THG-Neutralität bei Kostensteigerung von einem Drittel

Wesentliche Unterschiede zwischen den Pfaden stammen aus der in Pfad A stärker umgesetzten **Effizienz**, die durch materialeffizienteren Stahlbau zu einer grob 8 % geringen **Stahlnachfrage** führt. Auch Energieeffizienz ist in Pfad A höher gewichtet, denn dort läuft ein gewisser Restbestand der Hochöfen auch nach 2050 noch, weshalb diese Anlagen umfassend modernisiert werden. Der Nachteil in dieser Welt ist, dass nun der Bedarf an Kohlenstoffabscheidung bei der Stahlherstellung um mehr als das Doppelte ggü. Pfad B ansteigt. Anders in Pfad B: Hier werden die Umstellungen zu alternativen Produktionsverfahren konsequenter vorangetrieben. Darum werden Altanlagen nicht mehr umfassend (und teuer) modernisiert.

Der **Endenergiebedarf** sinkt in beiden Pfaden deutlich um rund 45 % auf ca. 350 PJ/a zwischen heute und 2045. Bezüglich THG-Emissionen weist Pfad B einen kumulierten Vorteil auf, denn die Umstellung beginnt hier rund fünf Jahre früher als in Pfad A. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes nähern sich die jährlichen Emissionen in beiden Pfaden jedoch an. Die gesamte THG-Reduktion zwischen aktuellen jährlichen **Emissionen** und denjenigen im Jahr 2045 beträgt in beiden Pfaden rund 90 %. Diese weitgehende Reduktion wird nur erreicht, weil konsequent bei jeder Investitionsentscheidung zur Neuzustellung eines Hochofens auf die alternative Technologie oder die Nachrüstung mit CCS gesetzt wird. Noch stärkere Reduktionen sind denkbar und auch

technisch machbar, jedoch für die Betreiber mit hohem Aufwand und Risiko verbunden, da dann mehrere oder auch alle Anlagen in einem engen Zeitfenster umgestellt werden müssten.

Beide Pfade produzieren am Ende des Betrachtungszeitraumes Rohstahl zu nahezu gleichen spezifischen **Kosten** von knapp über 500 Euro je Tonne und damit 34 % teurer als heute. Bei Betrachtung der spezifischen Stahlproduktionskosten fällt auf, dass in beiden Pfaden alle drei alternativen Routen BF+BOF+CCS, DR+SAF+BOF sowie DR+EAF-H2 in einem ähnlichen Korridor von 560–600 EUR/t Rohstahl liegen, während Stahl aus der Route Schrott+EAF im Preis stabil bei 380 EUR/t Rohstahl bleibt.

Zementherstellung erfordert hohe CO₂-Abscheideraten trotz neuer Bindemittel

Aufgrund der unterschiedlichen Annahmen zur **Materialeffizienz** (Holzbauweise und Hohlkammermodule intensiver in Pfad A) unterscheidet sich die **Zementproduktion** in den Pfaden um etwa 4 Prozent.

In beiden Entwicklungspfaden wurde angenommen, dass 2025 der Hochlauf der alternativen Routen zur Zementproduktion mit klinkerarmen Zementen beginnt. Die verstärkte Verwendung von alternativen Bindemitteln wird in den Pfaden ab 2030 unterstellt und erreicht 2050 deren maximale Ausprägung von 13 bzw. 10 %. Im Jahr 2050 beläuft sich der **Klinkerfaktor** in Pfad A/B auf 52/55 Prozent. Ein markanter Unterschied der beiden Pfade betrifft die Nutzung von **CCS**. Um die langsamere Entwicklung von klinkerarmen Zementen und die geringere Materialeffizienz in Pfad B zu kompensieren, wird eine stärkere CCS-Entwicklung angenommen. 2045 verfügen damit 75 bzw. 90 Prozent der Zementproduktion in Pfad A bzw. B über die Oxyfuel-CCS-Technologie, womit 13 bzw. 15 Mt CO₂ abgeschieden werden.

Der **Energiebedarf** der Zementproduktion divergiert für die beiden Entwicklungspfade nur wenig. Nach einer Phase des leichten Rückganges enden die Verbräuche 2045 wieder etwa bei dem heutigen Niveau von grob 100 PJ, mit leichtem Vorteil in Pfad A. Die **Emissionen** der Zementproduktion entwickeln sich anfangs in beiden Pfaden ähnlich. Aufgrund des schnelleren CCS-Hochlaufs wird in Pfad B bereits 2043 Netto-Null erreicht. Im weiteren Verlauf dient die Zementherstellung als CO₂-Senke mit einer Senkenwirkung von 2 Mt CO₂e/a. Pfad A erreicht erst im Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen.

Aufgrund des stark ansteigenden EU-ETS-Zertifikatepreises liegen die **Produktionskosten** für eine Tonne Zement im Jahr 2045 im Pfad B 30 % höher als heute; in Pfad A sind es wegen der geringeren CO₂-Abscheidung 60 %. Aufgrund des Hochlaufs von CCS und ETS-Preis ergibt sich in beiden Pfaden ein Maximum der Produktionskosten von bis zu 130 % der heutigen Kosten.

Herstellung von Plattformchemikalien (HVC) zukünftig weitgehend elektrifiziert

In beiden Pfaden wurde angenommen, dass 2025 der Hochlauf der alternativen Routen zur HVC-Produktion mit chemischem Recycling (Pyrolyseöl aus Altplastik) und Methanol beginnt. Steamcracken wird in beiden Pfaden als vorrangiges **Produktionsverfahren** angenommen, weil es voraussichtlich gut elektrifiziert und auf verschiedene Feedstocks flexibilisiert werden kann. Der Feedstock für die Steamcracker teilt sich in bezogenes fossiles Naphtha, Pyrolyseöl als Naphthaersatz und synthetisches Naphtha auf. Das chemische Recycling über Altplastikpyrolyse stellt aus heutiger Sicht und in den Berechnungen die preiswerteste vorrangig inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion dar – ist jedoch limitiert. Es wird jedoch keiner der Alternativrouten das Potenzial unterstellt, die gesamte HVC-Produktion für Deutschland allein stemmen zu können.

In Pfad A ergibt sich durch den Fokus auf Eigenproduktion langfristig mehr als eine Verdoppelung des **Energiebedarfs** auf ungefähr 350 PJ/a, wovon etwa die Hälfte der Energie für elektrolytische Wasserstoffherstellung aufgewendet wird. In Pfad B steigt der Energiebedarf der HVC-Produktion trotz der leicht **rückläufigen Gesamtproduktionsmenge** bis 2035 um gute 10 Prozent auf knapp 180 PJ/a an und pendelt sich langfristig bei ca. 170 PJ/a ein. Davon werden in etwa 30 PJ/a für die H₂-Erzeugung eingesetzt. Insgesamt bleibt ab 2040 in beiden Pfaden ein ähnlicher Restbestand an Brennstoffeinsatz v. a. für die restlichen konventionellen Cracker-Kapazitäten von um die 10 PJ/a – der restliche Energiebedarf ist ausschließlich Strom.

Die **Emissionen** entwickeln sich in beiden Pfaden ähnlich und gehen bis 2050 auf Netto-Null bzw. leicht darunter. Dafür ist v. a. die Umstellung der Cracker auf elektrische Beheizung verantwortlich. Zudem wird unterstellt, dass in den verbleibenden konventionellen Crackern die Beheizung mit Erdgas ab 2030 bis 2050 auf überwiegend Biomasse umgestellt wird. Carbon Capture-Kapazitäten von bis zu 0,5 Mt CO₂e/a an diesen verbleibenden konventionellen Crackern werden ab 2031 langsam aufgebaut und gleichen die restlichen Emissionen in beiden Pfaden in etwa aus. Die Gesamtemissionen gehen unter null, da CC dann zunehmend auch biogene Emissionen betrifft.

In Pfad A wird angenommen, dass 2050 noch ein Drittel der HVC in Deutschland mit fossilem Naphtha hergestellt werden, in Pfad B weniger als ein Viertel. Daneben werden ausschließlich grüne/synthetische **Feedstocks** aus der Abfallverwertung verwendet. Dies entspricht langfristig einer zusätzlichen Einsparung an Emissionen von rund 8 Mt CO₂e/a bei den (auch deutschen) Raffinerien, die rund die Hälfte des in der HVC-Produktion verwendeten Naphthas produzieren.

Die HVC-Produktion verteuert sich in den Pfaden bis 2050 um 150–160 bzw. 110 Prozent. Die spezifischen **Kosten** der HVC-Produktion schwankten jedoch auch in der Vergangenheit bereits in ähnlicher Größenordnung v. a. wegen der Preise für fossiles Naphtha. Auch in den Pfaden ergeben sich die hohen Preise fast ausschließlich aufgrund der alternativen Feedstock-Produktion. Die Produktionskosten für einzelne Routen unterscheiden sich aber mitunter stark.

Ökonomische Effekte auf nachgelagerte Produktionsbereiche und Gesamtwirtschaft gering

Für die Analyse der ökonomischen Effekte wurden die Investitionsimpulse der beiden Pfade je Grundstoffindustrie gemittelt und zeitlich „verschmiert“, da sich einerseits die kumulierten Investitionen zwischen den Pfaden nur geringfügig unterscheiden, und sich andererseits die hierfür notwendigen hohen Investitionen in der Praxis über mehrere Jahre verteilen. Die kumulierten gemittelten Mehrinvestitionen belaufen sich in der Grundstoffchemie (HVC-Herstellung) auf rund 2,2 Mrd. Euro, in der Zementherstellung auf 4,1 Mrd. Euro und in der Stahlproduktion auf 8,6 Mrd. Euro. Die Mehrinvestitionen aller drei Grundstoffindustrien zusammengenommen machen maximal 0,3 Prozent der gesamtwirtschaftlichen Investitionen aus. Von Einzelfällen auf der Ebene einzelner Produkte abgesehen ist angesichts dieser geringen Bedeutung ein reales „crowding out“ aufgrund der Klimainvestitionen der drei Grundstoffindustrien kein relevantes Problem.

Von den Mehrinvestitionen der drei Grundstoffindustrien gehen expansive Impulse auf die Gesamtwirtschaft aus, welche sich aufgrund positiver Rückkopplungen weiter verstärken: der resultierende Effekt ist damit größer als der eigentliche Impuls. Insgesamt erhöhen sich durch die Mehrinvestitionen von knapp 15 Mrd. Euro der Private Konsum um fast 6 Mrd. Euro, das BIP um etwa 16 Mrd. Euro und die Erwerbstätigen um knapp 4.000.

Der Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren ist in den drei untersuchten Grundstoffindustrien mit (temporär) höheren Produktionskosten gegenüber konventionellen Verfahren

verbunden, welche auch die Preise in anderen Produktionsbereichen erhöhen. Bei der **Stahlherstellung** wird aufgrund gegenläufiger Trends von EU-ETS-Preis und Produktionskosten Mitte der 2030er Jahre die Kostenparität erreicht. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums ist die Wasserstoff-Direktreduktion 28 Prozent günstiger als die konventionelle Hochofenroute. Eine Anhebung der Preise des Produktionsbereiches um ein Prozent führt zu einer allgemeinen Preiserhöhung von 0,03 Prozent. Am stärksten sind die unmittelbaren Abnehmer von Stahlprodukten betroffen: die Herstellung von Metallerzeugnissen sowie der Maschinen- und Fahrzeugbau. Demnach würde sich ein Personenkraftwagen im Wert von 30.000 Euro bei einem Wechsel von konventionellem zu grünem Stahl maximal 500 Euro verteuern. 2045 ist der Wagen sogar ca. 330 Euro günstiger aufgrund des erfolgten Technikwechsels.

Die Produktionskosten emissionsarmer Verfahren liegen in der **Zementherstellung** lediglich bis Mitte/Ende der 2020er Jahre maximal 10 Prozent über denjenigen der konventionellen Verfahren. Im weiteren Zeitverlauf werden emissionsarme Verfahren zunehmend und deutlich günstiger. Eine Bauproduktion im Wert von 100 Euro verteuert sich Mitte der 2020er Jahre um 10 Cent, wenn die Unternehmen der Zementherstellung auf emissionsarme Produktionsverfahren wechseln. Bereits wenige Jahre später ist ein Technikwechsel in der Zementherstellung kostenneutral und im weiteren Zeitverlauf kostenseitig zunehmend vorteilhaft.

Die durchschnittlichen Produktionskosten emissionsarmer Verfahren in der **HVC-Herstellung** liegen in Pfad A etwa Mitte der 2030er maximal rund 60 % höher als diejenigen der konventionellen Produktionstechniken. Im Anschluss verbleibt die relative Kostendifferenz grob auf diesem Niveau. Im Pfad B fällt die relative Kostendifferenz nur halb so hoch aus. Der gesamtwirtschaftliche Durchschnittspreis erhöht sich damit um knapp 0,05 Prozent, wenn sich die Produktionskosten bzw. die Preise in der Chemischen Industrie um ein Prozent erhöhen. Der Preis eines Medikaments, welches vor dem Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren in der Grundstoffchemie 100 Euro kostet, würde nach dem Umstieg maximal 6,9 Cent mehr kosten.

Auswirkungen auf Beschäftigung und Importabhängigkeit überwiegend positiv

Die leicht verminderte Produktionsmenge sowie die tendenziell höher automatisierten und einfacheren Vermeidungstechnologien führen längerfristig zu einer reduzierten **Beschäftigung** beim Kernprozess der Stahlproduktion. Unter Berücksichtigung der vorgelagerten Wertschöpfungsstufen, insbesondere die Wasserstoff- bzw. zusätzliche Stromproduktion, ist der Beschäftigungseffekt insgesamt positiv. Die zusätzlichen Aufwände bei der Zementherstellung durch CO₂-Abscheidung und neue Bindemittel könnten zukünftige Beschäftigungsverluste, die durch abnehmende Produktionsmengen und zunehmende Arbeitsproduktivität zu erwarten sind, zumindest zum Teil kompensieren. Dabei ist noch nicht die zusätzliche Beschäftigung berücksichtigt, die aus der Nutzung bzw. Speicherung des CO₂ entsteht. Die verstärkte inländische Erzeugung des Feedstocks für die HVC-Produktion dürfte über die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland mehr Arbeitsplätze schaffen als die gegenwärtig dominierende Bereitstellung von Feedstocks. Demgegenüber steht aber ein Verlust bestehender Arbeitsplätze in den Raffinerien.

Beim Eisenerzbedarf ist infolge der Transformation nicht mit einer grundsätzlichen Änderung der **Importabhängigkeit** zu rechnen. Auch zukünftig wird die Primärstahlerzeugung auf importiertes Eisenerz angewiesen sein, allerdings sinkt der Bedarf in beiden Pfaden aufgrund sinkender Stahlnachfrage. Gleichzeitig jedoch sind für die DRI-EAF-Route höhere Erzqualitäten erforderlich als für die Hochofen- und die DRI-SAF-Route. Diese höheren Anforderungen steigern die Abhängigkeit vom Ausland tendenziell. Beim Energiebedarf für die Primärstahlerzeugung ist hingegen mit einer deutlichen Minderung der Importabhängigkeit zu rechnen. So sinkt der Import von Steinkohle signifikant. Die steigende Bedeutung von Strom bzw. Wasserstoff wird zumindest größtenteils bzw.

teilweise inländisch gedeckt. Bei der Zementherstellung ist gegenwärtig und bleibt perspektivisch die Importabhängigkeit sowohl bei den Brennstoffen als auch bei den Rohstoffen sehr gering. Die Importabhängigkeit bei der HVC-Produktion in Deutschland ist gegenwärtig hoch, denn die verwendeten Rohstoffe basieren nahezu vollständig auf Rohöl. In den Pfaden reduziert sich diese sukzessive, da immer größere Teile der benötigten Rohstoffe inländisch hergestellt werden – unter Einsatz von Biomasse, Wasserstoff und Kunststoffabfällen. Dennoch bleibt Deutschland auch im Jahr 2045 insbesondere in Pfad B zu einem nicht unerheblichen Anteil angewiesen auf Rohstoff-Importe, z. B. auf synthetisches Naphtha sowie Methanol.

Risiken der Transformation aktiv begegnen

Sofern die Unternehmen der Grundstoffindustrie in Deutschland bzw. der EU mit entsprechend hohen CO₂-Preisen ergo Transformationskosten konfrontiert werden, droht eine Verlagerung von Teilen der Grundstoffindustrie ins (nicht-EU) Ausland, wo weiterhin konventionelle Verfahren mit dem heutigen Kostenniveau genutzt werden. Dieses **Carbon Leakage** wird derzeit durch die kostenlose Zuteilung von EUA-Zertifikaten adressiert. In Zukunft soll die kostenlose Zuteilung aber reduziert und der ökonomische Anreiz zur Emissionsreduktion in Unternehmen gestärkt werden. Die weltweit, aber insbesondere in den wichtigen Handelspartner Deutschlands außerhalb der EU, unterschiedliche Geschwindigkeit zur Erreichung der Klimaneutralität jedoch unterwandert diesen Anreiz. Grundsätzlich sind aber politische Maßnahmen wie Grenzausgleichsmechanismus (CBAM), Klimaschutzverträge (CCfD) oder ein „Klimaclub“ denkbar, die Carbon Leakage zumindest weitgehend vermeiden können. Dessen Vermeidung könnte für den globalen Klimaschutz von großer Bedeutung sein, um schließlich neue klimaneutrale Prozesse zeitnah in ausreichend großer Skalierung erproben zu können.

Eine zukünftig klimaneutrale Grundstoffproduktion benötigt große Mengen an erneuerbaren Energien. Erneuerbare Energien sind aber in einigen Weltregionen in größerem Umfang vorhanden und können dort deutlich kostengünstiger in Strom und damit z. B. grünen Wasserstoff umgewandelt werden als in Deutschland. Im Zuge der Transformation hin zu klimaneutraler Produktion werden diese Kostenunterschiede bei der Nutzung erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen. Es ist daher absehbar, dass bestimmte Weltregionen für die energieintensive klimaneutrale Produktion von Grundstoffen an Attraktivität gewinnen werden und es in der Folge zu einer Verlagerung industrieller Produktion kommen kann, dem **Green Leakage**. Bei anderen Standortfaktoren weisen jedoch manche Weltregionen mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien oft Nachteile auf. So fehlen dort beispielsweise häufig ausgeprägte industrielle Strukturen, verlässliche politische und rechtliche Rahmenbedingungen, eine stabile Energieversorgung oder qualifizierte Arbeitskräfte. Green Leakage dürfte in diesen Fällen also nicht wirksam werden, solange die Vorteile bezüglich Kosten und Verfügbarkeit grüner Energieträger die Nachteile nicht kompensieren können und es bei diesen Standortfaktoren nicht zu deutlichen Verbesserungen kommt. Um dennoch das Risiko eines Green Leakage zu minimieren, sollte insbesondere der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland forciert werden, um zukünftig in großen Mengen günstigen grünen Strom marktverfügbar zu haben. Weiter gilt es, frühzeitig die Infrastruktur für den Import, den Transport und die Verteilung von Strom, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in Deutschland und Europa zu optimieren bzw. zu errichten.

Neben Carbon und Green Leakage kann eine **Unklarheit über wichtige zukünftige Rahmenbedingungen** für die Produktion von Grundstoffen ebenfalls eine Gefahr hinsichtlich der Abwanderung von Teilen der Grundstoffindustrie darstellen, insbesondere im anstehenden Transformationsprozess. Dies gilt umso mehr für die kommenden Jahre bis 2030, in denen bei großen Teilen der Grundstoffindustrie bedeutende und langfristige Reinvestitionsentscheidungen anstehen. Folglich wird es wichtig sein, der hiesigen Industrie zeitnah eine möglichst große Klarheit über die

zukünftigen Rahmenbedingungen für industrielle Produktion zu geben. Dies umfasst eine baldige Klärung von Fragen der perspektivischen CO₂-Kostenbelastung der Industrie sowie der Ausgestaltung von Förderinstrumenten für die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsprozesse und von Instrumenten für einen effektiven Schutz vor Carbon Leakage. In Bezug auf mögliches Green Leakage kann zudem ein priorisierter und beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien sowie die Schaffung von Infrastrukturen und Partnerschaften für einen kostengünstigen Import erneuerbarer Energieträger von hoher Bedeutung sein, um in den kommenden Jahren eine ausreichende Investitionssicherheit zu schaffen.

Chancen einer gelingenden Transformation sind vorhanden

Ein frühzeitiger Einstieg in klimaneutrale Produktionsprozesse insbesondere der Grundstoffe und damit auch in die entsprechenden Schlüsseltechnologien würde der deutschen Industrie einen zeitlichen Vorsprung und somit Wettbewerbsvorteile bieten, die sie ermöglichen können, die **Technologieführerschaft** zu übernehmen. Denn es ist davon auszugehen, dass diese Schlüsseltechnologien wie wasserstoffbetriebene Direktreduktionsanlagen, Oxyfuel-CCS-Anlagen oder Anlagen für das chemische Recycling von Kunststoffabfällen aufgrund eines wachsenden Klimaschutzdrucks früher oder später auch in anderen Regionen zum Einsatz kommen werden.

Ein frühzeitiger Einstieg in die Schlüsseltechnologien für eine klimaneutrale Industrieproduktion böte gleichzeitig auch erhebliche Chancen für den Maschinen- und Anlagenbau in Deutschland. Auch dieser könnte in zukünftig voraussichtlich dynamisch wachsenden internationalen **grünen Märkten** von den Lerneffekten profitieren, die sich aus frühzeitigen Investitionen in Deutschland ergeben würden. Für eine solche Technologieführerschaft bringt der deutsche Maschinen- und Anlagenbau aufgrund seiner hervorragenden Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten beste Voraussetzungen mit.

Sofern es gelingt, frühzeitig erste Infrastrukturprojekte für eine Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie umzusetzen und gleichzeitig eine klare und glaubhafte längerfristige Perspektive für den weiteren Infrastrukturausbau zu formulieren, könnte dies in Hinblick auf die zukünftige industrielle Produktion einen gewichtigen **Standortvorteil** für Deutschland darstellen. Ein entsprechender Infrastrukturausbau könnte auf diese Weise bestehende Standorte „zukunftsicher“ machen und gleichzeitig neue Produzenten der Grundstoffindustrie oder auch Unternehmen der nachgelagerten Wertschöpfungsketten anlocken.

Ein frühzeitiger Einstieg Deutschlands in klimaschonende Schlüsseltechnologien könnte einen **positiven Einfluss auf den globalen Klimaschutz** im Industriesektor haben, der deutlich über die direkten Minderungsbeiträge hinausgeht. So würden frühzeitige Investitionen in Pilot- und Demonstrationsanlagen wie auch kommerzielle Anlagen dazu führen, dass die mit neuen Technologien und Prozessen verbundenen Unsicherheiten abgebaut und Lerneffekte realisiert werden. Das könnte dazu beitragen, die Investitions- und Betriebskosten für die Errichtung ähnlicher Anlagen im Ausland zu senken, was wiederum ein schnelles Nachziehen anderer Länder und Regionen wahrscheinlicher macht.

Durch die Transformation des Energie- und Industriesystems entsprechend der in diesem Gutachten dargestellten Entwicklungspfade wird es bis 2045 zu einem deutlichen **Rückgang der Importabhängigkeit** der im Industriesektor (wie auch in anderen Sektoren) eingesetzten Energieträger kommen. Mit dieser stark verminderten Importabhängigkeit bei den Energieträgern verringert sich auch die Gefahr von Lieferunterbrechungen oder starken Preiserhöhungen infolge internationaler Krisen.

Zielführendes Instrumentenbündel und notwendige Rahmenbedingungen erforderlich

Im derzeitigen Konkurrenzumfeld kommen die erforderlichen Umstellungen und Investitionen nicht von allein. Auch eine in den Szenarien und Berechnungen unterstellte Steigerung des CO₂-Preises ist als Instrument rein rechnerisch nicht hinreichend, um die Kostendifferenzen bei der Produktion auszugleichen. Die Herausforderung bei der Umsetzung ist die Diskrepanz zwischen den hohen Kostendifferenzen zwischen konventioneller und emissionsarmer Produktion auf der Ebene der betrachteten Ausgangsprodukte (Stahl, Zement, HVC) einerseits und den sehr geringen Kostendifferenzen bei den daraus produzierten Endprodukten (z. B. Fahrzeuge, Farbstoffe, Medikamente, Bauten). Für die Ebene der Endprodukte wird der Entwicklung grüner Märkte und grüner Finanzierungsinstrumente daher eine große Hebelwirkung zugeschrieben. Das langfristige Ziel wäre, über diese Transformation der Produkt- und Finanzmärkte den entsprechenden „Pull-Faktor“ durch die Nachfrage zu erzeugen. Theoretisch wären in diesem Zielzustand weitere Instrumente außer einem angemessenen CO₂-Preis nicht mehr notwendig.

Bis zu einem solchen Zeitpunkt ist aber noch mit den vorhandenen Differenzen im Wettbewerb zwischen konventionellen und emissionsarmen Produktionsweisen auf nationaler, europäischer und globaler Ebene umzugehen. Um diese zu adressieren, ist eine kluge Kombination verschiedener Instrumente sinnvoll: Grundlage ist ein **funktionierender Emissionshandel** mindestens auf europäischer Ebene, in den idealerweise weitere Weltregionen im Laufe der Zeit integriert werden („Klimaclub“). Direkte **Investitionsförderung** in die Technologieumsetzung sowie den Ausbau erweiterbarer Stoffstromstrukturen zur Nutzung von Sekundärrohstoffen und abgeschiedenem Kohlenstoff – mit zeitlicher Reaktion auf Lern- und Skaleneffekte, idealerweise europäisch harmonisiert. **Grenzausgleichsmechanismen** o. ä. zur Schaffung homogener Marktbedingungen in Europa. **Flankierende Förderung** von Forschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsprojekten der Technologieentwicklung, um Lern- und Skaleneffekte zu beschleunigen. Weiterentwicklung der **internationalen Abstimmungen**, Harmonisierung und gemeinsamen Projekte insbesondere in den Handlungsfeldern (a) Ziele, Bilanzsysteme, Anrechnungen, Zertifizierungen, (b) internationale Ausgleichssysteme, (c) grüne Märkte, (d) CO₂-Bepreisung und -handel, (e) CO₂-Senken (Erschließung und Anrechnung) sowie (f) Aufbau von PtX-Produktion und entsprechender Transportinfrastruktur für Energieträger (insbes. Wasserstoff) und Rohstoffe (wie Naphtha oder Methanol).

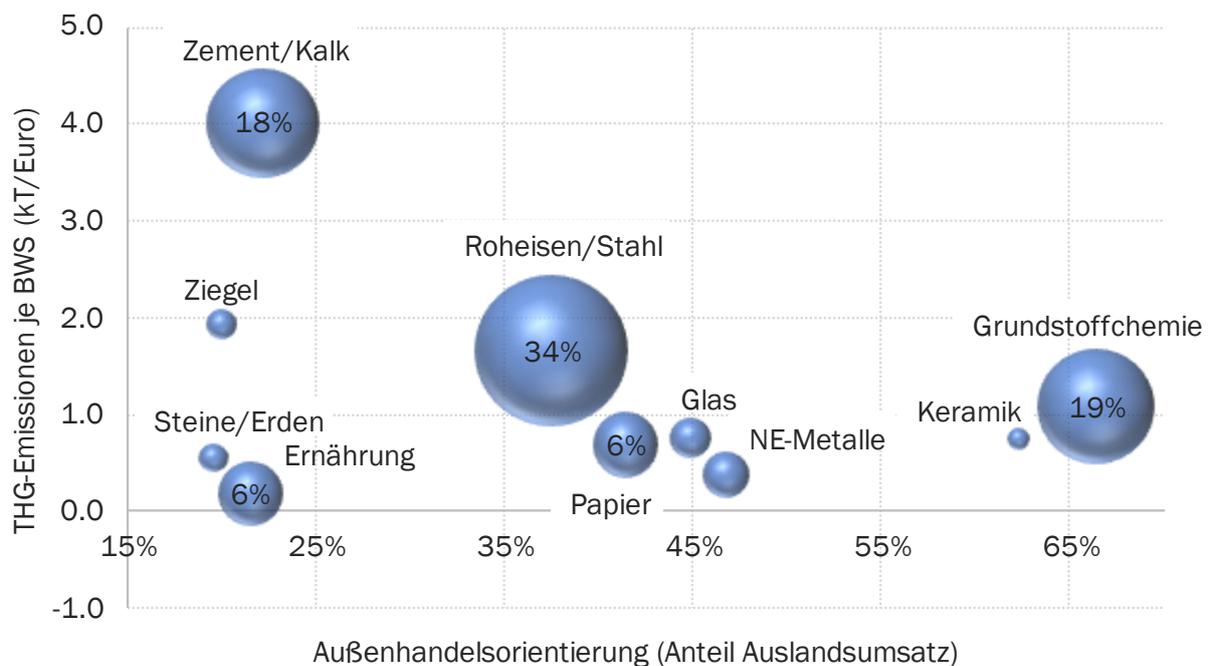
Die Transformation der Grundstoffindustrien ist sehr eng insbesondere mit der Transformation des Energieangebots und seiner Infrastrukturen verknüpft: Damit es tatsächlich auch zu einer emissionsarmen Produktion kommt, ist die **Verfügbarkeit** der entsprechenden Energieträger und ggf. grünen Vorprodukte Voraussetzung. Auf nationaler und europäischer Ebene sind daher die zeitlich parallele oder leicht vorgezogene Entwicklung des **EE-Ausbaus** samt Transportinfrastruktur, des Hochlaufs der **Wasserstoffbereitstellung** samt Transportinfrastruktur sowie der **CO₂-Infrastruktur** erforderlich. Hierfür werden jeweils eigene Instrumentenbündel erforderlich, die hier nicht diskutiert werden sollen, aber bereits in der politischen Entwicklung sind.

Darüber hinausgehend ist es sinnvoll, Szenarien für die mittel- und langfristige Veränderung von Stoffstrom-, Liefer- und Wertschöpfungsketten zu entwerfen und durchzuspielen, um ein robustes Industriesystem zu schaffen, das weiterhin die Standortvorteile Deutschlands und Europas erfolgreich nutzt und die o. g. Chancen realisiert.

2 Einleitung und Problemstellung

Die deutsche Politik hat sich mit dem Klimaschutzgesetz verpflichtet, bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität in Deutschland zu erreichen. Hierfür müssen die Treibhausgasemissionen komplett vermieden oder kompensiert werden. In der sektoralen Betrachtung ist aktuell die Industrie nach dem Energiesektor der zweitwichtigste Emittent von Treibhausgasen in Deutschland. Ein Großteil der dort anfallenden Emissionen verteilt sich auf wenige Branchen in der Grundstoffindustrie (insbesondere Zement-/Kalkherstellung, Roheisen-/Stahlproduktion und Grundstoffchemie). Die betreffenden Branchen unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich der Emissionsintensität ihrer Wertschöpfung und ihrer außenwirtschaftlichen Exposition (Abbildung 1).

Abbildung 1: Emissionsintensität der Wertschöpfung, Außenhandelsorientierung und Emissionsanteil
Kugelgröße entspricht Anteil an industriellen Gesamtemissionen, ausgewählte Industriebranchen, Deutschland, 2018



Quelle: Statistisches Bundesamt, Umweltbundesamt, eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Für den Großteil der aktuell eingesetzten emissionsintensiven Produktionsverfahren stehen in technischer Hinsicht prinzipiell emissionsarme bzw. -freie Alternativen zur Verfügung, auch wenn diese in der Realisierung noch mit Unsicherheiten verbunden sind. Gegebenenfalls müssen Emissionen abgeschieden und (dauerhaft) gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, CCS). In der Regel sind emissionsärmere Produktionsverfahren mit höheren Produktionskosten und weiteren Herausforderungen wie z. B. technischen Eigenheiten und Restriktionen sowie geringer Expertise bei den produzierenden Unternehmen verbunden. Es kann daher nicht davon ausgegangen werden, dass die Unternehmen der Grundstoffindustrie – unter sonst gleichen Bedingungen – von sich aus auf emissionsärmere Verfahren umstellen. Zudem muss dieser Umstieg angesichts

der teilweise sehr langen Investitionszyklen möglichst rasch und kompatibel mit dem Ziel der Klimaneutralität erfolgen.

Eine erfolgreiche Transformation der Grundstoffindustrien ist voraussetzungsreich und geht mit vielfältigen Effekten für die Energiewirtschaft, den gesamtwirtschaftlichen Ressourcenbedarf, die Umwelt sowie die Wertschöpfungs- und Beschäftigungsstrukturen einher. Die Unternehmen dieser energieintensiven Grundstoffindustrien stehen teilweise im kompetitiven globalen Wettbewerb, wodurch auch deren Transformation darin eingebettet stattfindet. Investitions- und Standortbedingungen sowie -entscheidungen müssen sich dafür an emissionsarmen bzw. nachhaltigen Technologie- und Verfahrenslösungen ausrichten. Da sich die betrachteten energieintensiven Grundstoffindustrien fast ausschließlich aus Großen Unternehmen zusammensetzen, spielen KMU in dieser Betrachtung dementsprechend keine unmittelbare Rolle.

Das vorliegende Gutachten bereitet Gegebenheiten sowie Bedingungen für eine erfolgreiche Transformation der Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und High Value Chemicals (HVC) in Deutschland und hieraus resultierende Effekte auf. Es wird der Status Quo der emissionsintensiven Grundstoffindustrien in Deutschland dargestellt (Kapitel 3). Darüber hinaus wird der Stand der Entwicklung und Umsetzung der für eine Transformation dieser Industrien nötigen Technologien anhand vorhandener Grundlagen analysiert und wie sich diese in die heutige Produktion eingliedern (können). Infolge wird in zwei Entwicklungspfaden skizziert, wie eine (weitgehend) klimaneutrale Grundstoffindustrie in Deutschland und deren Entwicklung bis 2050 aussehen könnte bzw. müsste (Kapitel 4). Zudem wird die Verflechtung dieser Transformation mit ökonomischen und bedingt auch ökologischen Aspekten beleuchtet und aufbereitet (Kapitel 5), wobei eine wesentliche (qualitative) Betrachtung der Fragen nach Auswirkungen, Chancen und Risiken der Transformation (bzw. nicht-Transformation) nachgeht (Kapitel 6). Daraus werden die für eine erfolgreiche Transformation notwendigen politischen Rahmenbedingungen abgeleitet (Kapitel 7).

3 Status Quo ausgewählter Grundstoffindustrien

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand bei den Produktionsprozessen der wichtigsten emissionsintensiven Grundstoffindustrien in Deutschland knapp dargestellt. Dabei wird auf energetische, emissionspezifische und ökonomische Spezifika eingegangen, derzeitige Produktionsverfahren kurz beschrieben sowie technische Möglichkeiten der Emissionsreduktion mittels neuer Produktionsverfahren vorgestellt.

Der Begriff „Grundstoffindustrie“ ist nicht eindeutig definiert, sondern wird kontextabhängig für eine Zusammenfassung von (unterschiedlichen) Branchen, Produkten und manchmal Unternehmen verwendet. Er bezieht sich auf die Produktion von Ausgangsstoffen aus Erzen, Gesteinen oder fossilen Produkten (Erdölprodukten, Erdgas) für die weitere Verarbeitung. Diese „Grundstoffe“ erfordern in der ersten Umwandlungsstufe vom (aus der Erde gewonnenen) Rohmaterial zumeist energie- und emissionsintensive Prozesse, um chemische oder metallurgische Umwandlungsschritte zu bewerkstelligen. Für die Bearbeitung dieser Studie haben wir uns in Abstimmung mit der Auftraggeberin auf drei sehr wesentliche emissionsintensive Produkte beschränkt: Eisen/Stahl, Zement und Plattformchemikalien (High Value Chemicals, HVC).

Die Auswahl der untersuchten Branchen wird damit begründet, dass die ausgewählten Produkte zu den energieintensivsten überhaupt gehören (Eisen/Stahl ist der größte Einzelemittent von Treibhausgasen aller Industriebranchen), dass Zement aus heutiger Sicht weder nennenswert eingespart noch emissionsfrei hergestellt werden kann, und dass HVC eine spannende Entwicklung der Kunststoffproduktion hin zu einer nahezu vollständigen Kreislaufwirtschaft aufweisen könnte. Daher wird im Verlauf dieser Studie, sofern nicht explizit anders vermerkt, unter „Grundstoffindustrie“ bzw. „Grundstoffindustrien“ die Zusammenfassung dieser drei wesentlichen Produkte verstanden.

3.1 Eisen- und Stahlerzeugung

Unter „Eisen- und Stahlerzeugung“ wird im Kontext dieser Studie im Wesentlichen die Pri-märstahlproduktion mit allen damit direkt in Zusammenhang stehenden Anlagen und Arbeitsschritten verstanden. Dies sind

- die Herstellung von Roheisen in flüssiger oder fester Form in Hochöfen inklusive der dafür benötigten Vorprozessierung von Koks in Kokereien sowie Eisenerz in Sinter- oder Pelletierungsanlagen,
- die Umwandlung von Roheisen in Stahl in Konvertern,
- die Direktreduktion von Eisenerz in Direktreduktionsanlagen inklusive der dafür etwaig benötigten Vorprozessierung von Eisenerz und Nachprozessierung von Eisenschwamm in Pelletierungsanlagen,
- die Umwandlung von Eisenschwamm in Stahl in Elektrolichtbogenöfen.

Diese Abgrenzung¹ ist damit nicht deckungsgleich mit dem Wirtschaftszweig der Kategorie WZ08-24.1 gemäß der Klassifizierung des Statistischen Bundesamtes, denn nicht betrachtet werden

¹ Diese Abgrenzung stammt aktuell von den Statistischen Ämtern und wird perspektivisch auch neue Technologieoptionen zur Stahlherstellung wie z. B. das Elektroniederschacht-Verfahren (SAF) umfassen.

hier die Herstellung von Eisen durch Elektrolyse und andere chemische Verfahren, die Herstellung von Ferrolegierungen, Halbzeug und Stahlerzeugnissen, die Herstellung von warm oder kalt flachgewalzten Erzeugnissen sowie gewalzten Stäben und Walzdraht aus Stahl in Walz- und Fertigwalzstraßen. Jedoch wird die Sekundärstahlproduktion, die auch Teil der Definition von WZ08-24.1 ist und bei welcher Eisen- oder Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen eingeschmolzen wird, der Vollständigkeit halber bei der Betrachtung der Stahlproduktion mitberechnet, denn diese Route ist wichtig für das Gesamtbild der Stahlproduktion.

Hinsichtlich des Energiebedarfs, der Emissionen sowie der Herstellungskosten der gehandelten Stahlprodukte stellt die gewählte Abgrenzung jedoch einen Großteil (mindestens 90 % für jede einzelne genannte Kenngröße) von WZ08-24.1 dar, weshalb die statistischen Angaben zur Branche WZ08-24.1 mit ausreichender Genauigkeit herangezogen werden können.

3.1.1 Ökonomische Kenngrößen

Die Branche WZ08-24.1 beschäftigt mit aktuell ca. 70 Tsd. Personen rund 1,3 Prozent aller im Verarbeitenden Gewerbe sowie 0,1 Prozent aller in Deutschland insgesamt erwerbstätigen Personen (Abbildung 2). Der Beschäftigtenstand war in den letzten Jahren weitgehend stabil. Die um Preisveränderungen bereinigte Entwicklung des Umsatzes der Branche zeigte einen leichten Abwärtstrend in den letzten Jahren. Im Schnitt lag der jährliche Umsatz bei etwas über 30 Mrd. Euro. Das Ausland gewann zwar als Absatzmarkt seit 2013 stetig an Bedeutung, dennoch liegt der Anteil des Auslandsatzes mit aktuell 37 Prozent unter dem Durchschnittswert des Verarbeitenden Gewerbes (50 %). Das außereuropäische Ausland hat als Absatzmarkt in etwa die gleiche Bedeutung wie der europäische Markt.

3.1.2 Heutige Produktion

Produktionsmenge und Produktionsanlagen

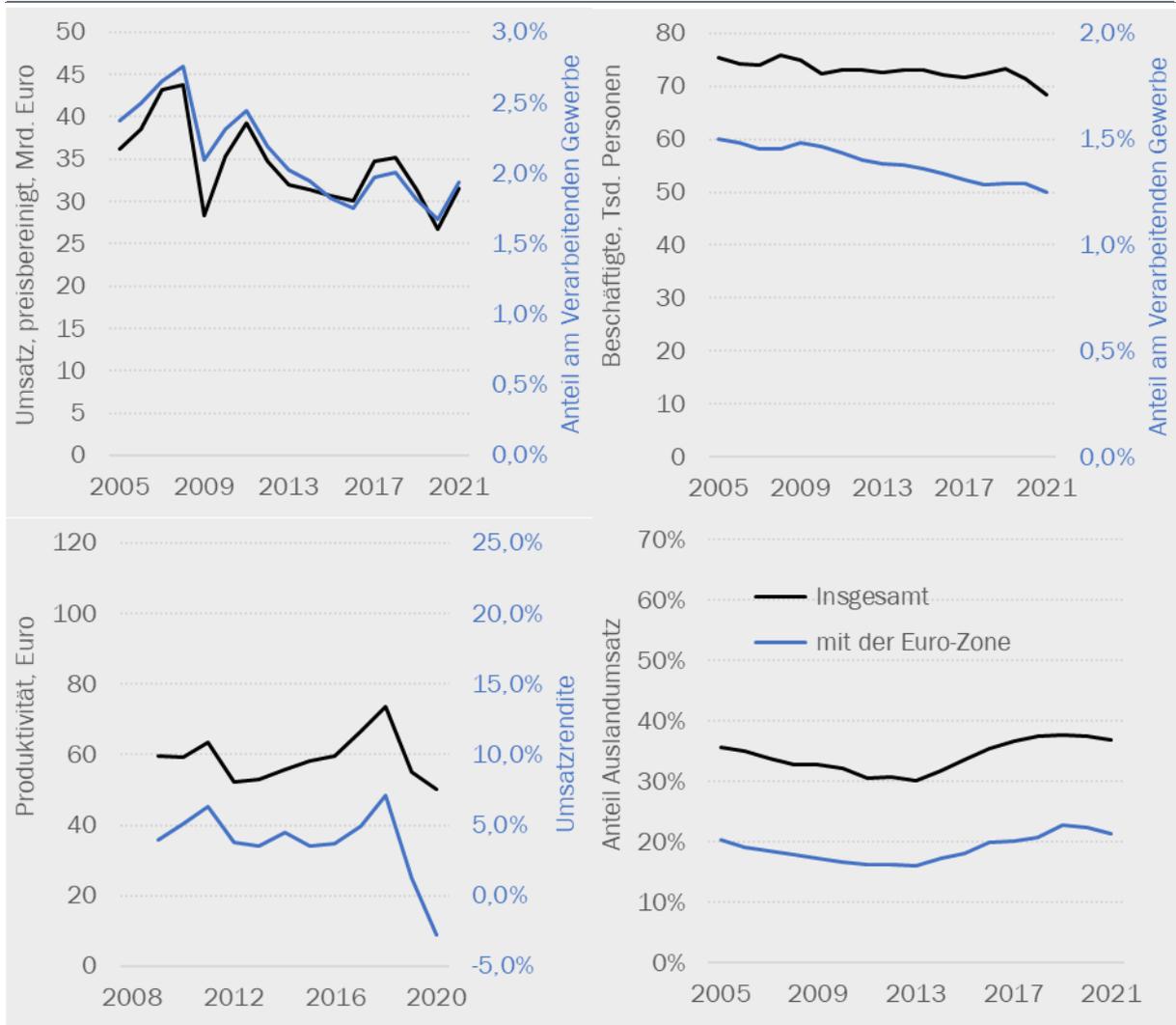
Deutschland besitzt eine jährliche Rohstahl-Produktionskapazität von 35 Mt (Tabelle 1). Bei einer über die letzten zwanzig Jahre durchschnittlichen Auslastung von 86 Prozent entspricht dies einer mittleren Primärstahlproduktion von 30 Mt über die konventionelle Hochofenroute (BF+BOF, also Hochofen plus Konverter). Hinzu kommen noch rund 1 Mt Primärstahl aus dem Methan-basierten Direktreduktionsverfahren (DR-CH₄) in Hamburg und noch rund 12 Mt an Sekundärstahl aus Stahlschrott (EAF-Verfahren, Schrott+EAF). In Summe wurden in den letzten zwei Dekaden demnach rund 43 Mt Stahl (Rohstahl, Crude Steel) jährlich produziert, mit leicht abnehmender Tendenz nach der Finanzkrise von 2009 (Abbildung 3). Der überwiegende Teil des Rohstahles von 93 Prozent wird zu Walzstahl (Flach- und Langerzeugnisse), der verbleibende Rest wird überwiegend zu Stahlrohren vorverarbeitet.

Die derzeit 16 Hochöfen in Deutschland werden von insgesamt sechs Unternehmen in fünf Regionen überwiegend im Westen, aber auch im Norden Deutschlands betrieben. Im Mittel besitzt ein einzelner Hochofen eine Kapazität von rund 2,2 Mt Rohstahl/a (Tabelle 1). Die letzten Neuzustellungen fanden überwiegend in den frühen 2010er-Jahren statt, weshalb die kommenden Neuzustellungen überwiegend Anfang der 2030er passieren sollten – falls es zu einer Weiternutzung der Hochöfen kommt.

Abbildung 2: Historische ökonomische Kenngrößen Eisen/Stahl

2005 bis 2021, Branche WZ08-24.1 Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen

oben links: Umsatz (preisveränderungsbereinigt) / oben rechts: Beschäftigung / unten links: Produktivität (Bruttowertschöpfung je Beschäftigtenstunde) und Umsatzrendite / unten rechts: Anteil Auslandsumsatz

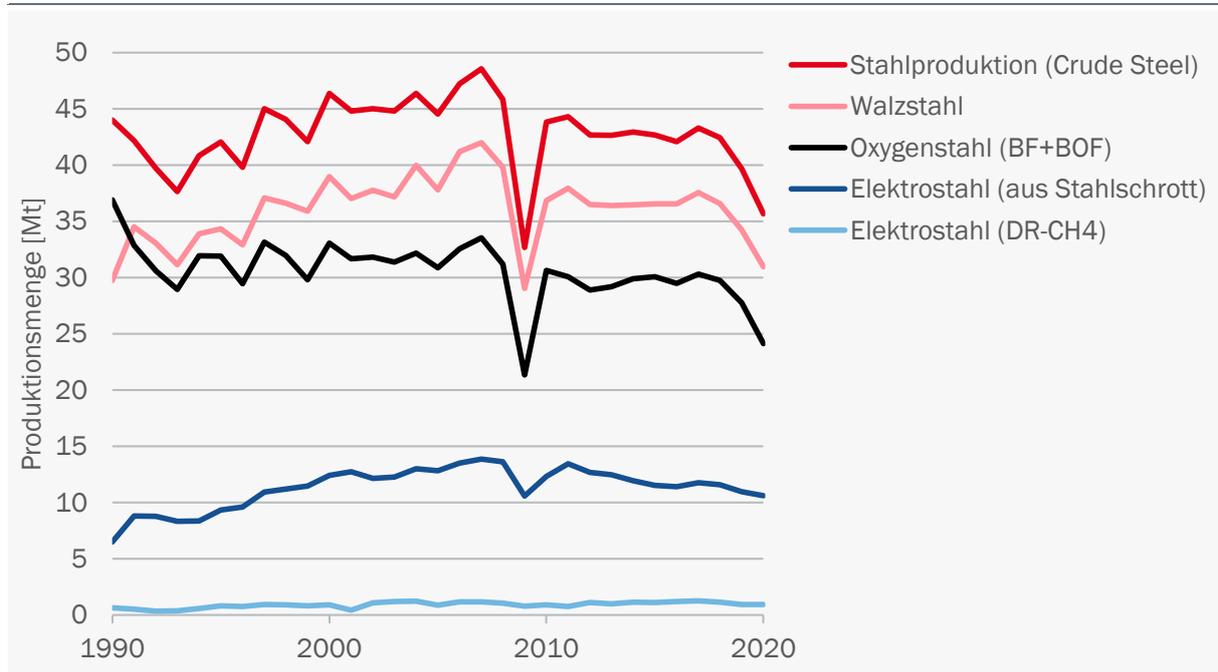


Quelle: Eigene Darstellungen auf Basis von (Statistisches Bundesamt 2022a-c)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 3: Historische Stahlproduktion nach Routen

1990 bis 2020, in Mt



BF = Blast Furnace (Hochofen) / BOF = Basic Oxygen Furnace (Einblaskonverter) / DR = Direktreduktion / CH4 = Methan

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Worldsteel 2021) und (WV Stahl 2021a)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 1: Kenngrößen aktiver Hochöfen in Deutschland und ihr angenommenes Betriebsende

Stand 2021

Unternehmen	Standort	Kapazität	Ofenreise**	Neuzustellung		Betriebsende		Quellen
		[Mt/a]	[a]	letzte	nächste**	Pfad A	Pfad B	
ArcelorMittal	Bremen, HB	1,3	18/19	2008	2026/2027	2044	2027	(TVF 2022), (VDI 2022a)
ArcelorMittal	Bremen, HB	2,5	18	2017	2035	2035	2035	(Kreiszeitung 2022)
ArcelorMittal	Eisenhüttenstadt, BB	1,8	18	2015	2033	2033	2033	(ArcelorMittal 2022)
ArcelorMittal	Duisburg, NW	1,5	18	2005	2023	2041	2041	(ArcelorMittal 2020a)
DK Recycling	Duisburg, NW	0,4*	20	2016	2036	2056	2056	
Hüttenwerke Krupp Mannesmann	Duisburg, NW	2,2	20	2010	2030	2030	2030	
Hüttenwerke Krupp Mannesmann	Duisburg, NW	2,7	14/16	2016	2030/2032	2044	2032	(NRZ 2016)
Rogesa/Dillinger/Saarstahl	Dillingen/Saar, SL	2,2	20	2016	2036	2036	2036	
Rogesa/Dillinger/Saarstahl	Dillingen/Saar, SL	2,6	17/20	2010	2027/2030	2044	2030	(Dillinger 2010)
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	2,1	20	2015	2035	2035	2035	
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	2,3	20	2016	2036	2036	2036	
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	1,5	15	2013	2028	2043	2028	
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	1,9	13	2012	2025	2038	2038	
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	1,9	18/20	2007	2025/2027	2043	2027	(Thyssenkrupp 2022a)
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	3,5	15	2021	2036	2036	2036	(Thyssenkrupp 2021a)
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	4,4	15/16	2014	2029/2030	2044	2030	
# 16		Σ 34,9 / Ø 2,2	18±2	2013±4	2031±4	2040±6	2034±7	

*) nur Eisen-, keine Stahlproduktion / **) bei zwei Zahlen gilt die erste für Pfad A und die zweite für Pfad B

Quelle: Prognos nach (WV Stahl 2021a), (Webstexx 2022), (Wikipedia 2022) sowie den in der Tabelle genannten Quellen© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Konventionelle Produktionsverfahren

Das eingesetzte Produktionsverfahren der Hochofen-Route unterscheidet sich nicht wesentlich bei den verschiedenen Standorten: Im Hochofen (Blast Furnace, BF) wird aus den oxidischen Eisenerzen Roheisen gewonnen und im Einblaskonverter (Basic Oxygen Furnace, BOF) zu Stahl veredelt (Primärstahlerzeugung). Zusätzlich stammen heute rund 30 Prozent der Stahlerzeugung aus dem Einschmelzen von Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen (Sekundärstahlerzeugung), auf die ebenfalls eingegangen wird. Die Beschreibungen der Primär- und Sekundärstahlerzeugung folgen (VDEh 2015) und (VDEh 2022), wobei besonders die erstgenannte Quelle, die „Stahlfibel“, umfassend und detailliert zum Thema informiert.

a) Primärstahlerzeugung

Der Hochofen wird von oben mit Eisenerz, Koks und Zuschlägen (darunter Kalkstein) in abwechselnden Schichten beschickt. Von unten wird Heißluft eingeblasen, die für den notwendigen Sauerstoffeintrag sorgt. Sie steigt nach oben, während die oben eingefüllten Feststoffe schmelzen und nach unten sinken. Zu diesem Gegenstrom kommt es aufgrund der Stückigkeit der Einfüllstoffe, welche in Kokerei, Sinteranlage und evtl. auch Pelletieranlage in Korngrößen von 6–30 mm produziert werden. Der entstehende stoffliche Gegenstrom im Hochofen führt zu einer guten Durchmischung der Ausgangsstoffe. Zusätzlich entsteht ein thermischer Gegenstrom in entgegengesetzter Richtung, weil der unten eingeblasene Luftsauerstoff mit Koks in einer stark exothermen Reaktion zu Kohlenstoffdioxid reagiert:



Darum nimmt die Temperatur im Hochofen von ca. 2000 °C unten auf wenige hundert Grad Celsius oben ab. Diese Reaktion liefert die notwendige thermische Energie für den Ablauf des Hochofenprozesses, also das Einschmelzen von Schlacke und Eisenerz, damit die Reduktion des Eisens stattfinden kann:



Als Reduktionsmittel dient hauptsächlich Kohlenstoffmonoxid. Es entsteht durch Verbrennung von Koks im Hochofen sowie durch das entstandene Kohlenstoffdioxid, welches in einer endothermen chemischen Reaktion mit weiterem Koks-Kohlenstoff zu Kohlenstoffmonoxid reagiert. Das Kohlenmonoxid reduziert die Eisenoxide, wodurch sich am unteren Ende flüssiges Roheisen sammelt, das in regelmäßigen Abständen abgestochen wird.

Oberhalb des Abstichs für das flüssige Roheisen liegt der Abstich für die ebenfalls flüssige Hochofenschlacke. Aufgrund ihrer geringeren Dichte schwimmt die Schlacke auf dem Roheisen und schützt somit das Roheisen vor einer Oxidation mit der eingeblasenen Luft. Die Schlacke wird ebenfalls regelmäßig abgestochen. Sie besteht im Wesentlichen aus Calciumsilicaten, die aus der Gangart und den Zuschlägen entstanden sind. Erkalte Hochofenschlacke² ist ein wichtiger Klinkerersatzstoff (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Als weiteres Nebenprodukt fällt das sogenannte Gichtgas an, welches über die Gicht am oberen Ende des Hochofens entweicht. Es handelt sich um ein Stoffgemisch aus ca. 55 Prozent

² Die schnell mit Wasser bzw. Luft zu glasigem Hüttensand abgekühlte Hochofenschlacke ist ein Klinkerersatzstoff. Wird diese jedoch langsam in Beeten zu kristalliner Hochofenstückschlacke abgekühlt, so wird diese als Füllstoff im Bauwesen eingesetzt (Thienel 2017).

Stickstoff, ca. 15 Prozent Kohlenstoffdioxid, ca. 30 Prozent Kohlenstoffmonoxid und bis zu 4 Prozent Wasserstoff. Genutzt wird es überwiegend zur Stromerzeugung in Werkskraftwerken. Geringe Mengen werden aber auch abgefackelt.

Der Hochofen arbeitet während seiner Ofenreise von bis zu zwanzig Jahren ohne Unterbrechung. Damit bestimmt die Dauer einer Ofenreise den Investitionszyklus der Primäreisenerzeugung wesentlich.

Das aus dem Hochofen abgestochene Roheisen besitzt einen Eisengehalt von etwa 90 Prozent. Zusätzlich enthält es noch bis zu 4 Prozent Kohlenstoff sowie Phosphor, Schwefel, Mangan und Silicium (die sogenannte Gangart). Aufgrund dessen besitzt Roheisen einen niedrigen Schmelzpunkt von 1200 °C und lässt sich als Gusseisen weiterverarbeiten. Insbesondere wegen des hohen Kohlenstoffgehalts ist es jedoch spröde. Erst wenn ein Teil des Kohlenstoffs (jedoch nicht alles, denn eine Mindestmenge muss für die Härte erhalten bleiben) aus dem Roheisen entfernt wurde, wird es elastisch und damit schmiedbar: aus dem Roheisen wird Stahl. Diese Aufgabe übernimmt der Einblaskonverter. Wesentlich für Stahl ist ein Kohlenstoffanteil von maximal 2,1 Prozent. Durch Zusatz von weiteren Stoffen wie Mangan, Nickel, Chrom, Wolfram, Molybdän, Vanadium, Kobalt können die Eigenschaften des Stahls beeinflusst werden – es entstehen legierte Stähle. Heute sind über 1000 verschiedene Stahlsorten in der entsprechenden DIN EN 10027 definiert.

Die Stahlherstellung erfolgt im Konverter nach dem Sauerstoff-Aufblasverfahren (Linz-Donawitz-Verfahren). Der wesentliche Prozess dabei ist die Oxidation der Begleitelemente im Roheisen mittels Sauerstoffs (rein oder als Luft), der durch eine Blaslanze auf die über 1600 °C heiße Schmelze aufgeblasen wird. Somit oxidieren die unerwünschten Begleitelemente Kohlenstoff, Silicium, Mangan, Schwefel und Phosphor, welche entweder als Abgase aus der Schmelze entweichen oder durch zugesetzten Branntkalk in der Schlacke verbleiben. Zur Kühlung der stark exothermen Oxidationen im Reaktionsgemisch wird Stahlschrott hinzugegeben. Der Konverter selbst liefert unlegierten Stahl, der sich am unteren Ende sammelt und regelmäßig abgestochen wird. Dieser wird dann meist noch einer sekundärmetallurgischen Behandlung zugeführt, um die gewünschte Stahlqualität einzustellen.

Eine weitere Primärroute in Deutschland, jedoch mit untergeordneter Rolle, ist die Direktreduktion in einem Schachtofen via Methan (MIDREX-Verfahren). Auf die Funktionsweise dieses Verfahrens wird im Abschnitt 3.1.3 eingegangen.

b) Sekundärstahlerzeugung

Mit dem Elektrostahl-Verfahren wird Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen (Electric Arc Furnace, EAF) aufgeschmolzen. Neben Schrott können auch Eisenschwamm (Direct Reduced Iron, DRI, oder Hot Briquetted Iron, HBI) sowie flüssiges oder festes Roheisen chargiert werden, weshalb sich dieser Ofentyp auch für die im nächsten Abschnitt beschriebenen grünen Stahlrouten eignet – wenn auch dieser Ofen nicht gänzlich emissionsfrei ist.

Ein EAF besteht im Wesentlichen aus dem feuerfest ausgemauerten und kippbaren Ofengefäß mit Abstickerker und dem abnehmbaren Deckel, an welchem Graphitelektroden installiert sind. Schrott wird von oben in den Ofen gefüllt, der Deckel aufgesetzt, die Elektroden heruntergefahren und der Lichtbogen gezündet. Wie der Name verrät, entsteht im Ofen ein bis zu 3500 °C heißer Lichtbogen zwischen Graphitelektroden und dem einzuschmelzenden Schrott. Die Stahlschmelze selbst ist bis zu 1800 °C heiß. Zusätzliches Einblasen von Sauerstoff oder anderer Gasgemische beschleunigt den Einschmelzvorgang und oxidiert vorhandenen Kohlenstoff. Das Zufügen von

Kalk bindet nichtmetallische Einsatzstoffe in der Schlacke. Ist die gewünschte chemische Zusammensetzung des Stahls erreicht, wird der Ofen durch Kippen in die Pfanne entleert.

Im Elektrolichtbogenofen lassen sich in Abhängigkeit von der Qualität des Stahlschrotts grundsätzlich nahezu alle Stahlsorten herstellen, insbesondere Edelstähle höchster Qualität sowie hochwertige Spezialstähle für verschiedenste Einsatzgebiete. Früher war es üblich, durch Einbringen der gewünschten Mengen an Legierungsbestandteilen, z. B. Chrom, Nickel, Mangan, Titan, Zirkonium oder Vanadium, die Stahlqualität bereits in der Schmelze zu bestimmen und anschließend in der Gießanlage zu vergießen. Heute wird der EAF eher als reines Einschmelzaggregat zur Erzeugung einer Basisschmelze mit niedrigen Kohlenstoff-, Schwefel- und Phosphorgehalten genutzt. Erst nach dem Abstechen im Pfannenofen wird die genaue Zusammensetzung analysiert. Wegen der höheren Analysengenauigkeit ist eine darauffolgende sekundärmetallurgische Behandlung flexibler hinsichtlich Menge und Qualität der zu erzeugenden Stahlsorten, als dies bei dem Verfahren allein im Elektrolichtbogenofen der Fall ist.

Das EAF-Verfahren benötigt qualitativ hochwertigen Stahlschrott mit geringen Verunreinigungen insbesondere von Kupfer und anderen Metallen. Andernfalls sind die sekundärmetallurgischen Prozesse zu aufwändig und unwirtschaftlich. Aus einem Ausweiten der Sekundärstahlproduktion, wie es von allen betrachteten externen Studien (vgl. Abschnitt 4.1.2) z. T. deutlich erwartet wird, folgt, dass die Nachfrage nach Schrott hoher Qualitäten im Zuge der Transformation zu THG-ärmer Stahlproduktion anzieht. Eine Möglichkeit besteht in der „Verdünnung“ mit DRI und/oder HBI, welche kaum bis keine störenden Fremdmetalle eintragen.

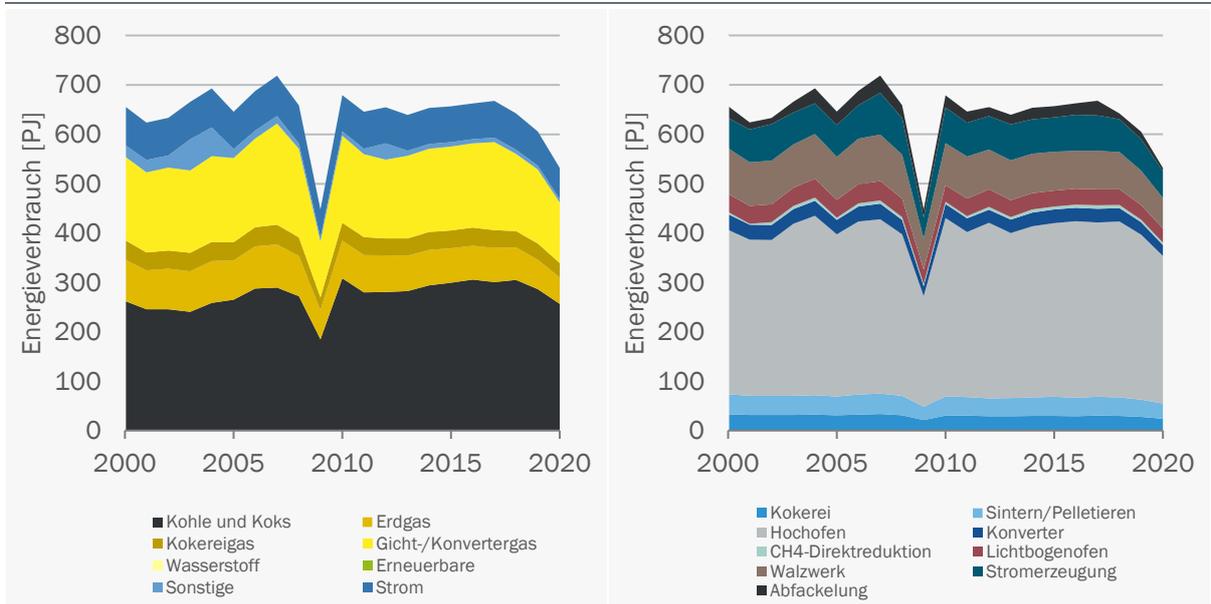
Energiebedarf und Treibhausgasemissionen

Die konventionelle Stahlherstellung in Deutschland setzt bislang auf drei Routen: zu ca. 70 Prozent auf die primäre Stahlerzeugung via Hochofenroute inkl. Kokerei, Sinter-/Pelletieranlage und Einblaskonverter, zu ca. 28 Prozent auf das Einschmelzen von Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen und zu ca. 2 Prozent auf die Direktreduktion via Methan. Diese Anteile waren über die letzten zwanzig Jahre stabil. Aus diesem Grund folgt der Energiebedarf der Produktionsmenge proportional, denn auch weitere Effizienzverbesserungen können bei den bestehenden Verfahren nur geringfügig gehoben werden. Zwischen Finanz- und Corona-Krise lag der durchschnittliche jährliche Energieverbrauch bei rund 650 PJ, davon über die Hälfte allein durch den Betrieb der Hochöfen (Abbildung 4). Diese werden überwiegend mit Kohle und Kohlenkoks als Energieträger beschickt, aber auch Gicht- und Konvertergas kommen in kleineren Mengen zum Einsatz. Da Gicht- und Konvertergas in großen Mengen bei der Hochofenroute anfällt, ist eine Speicherung nicht möglich. Die Gase müssen direkt verwertet werden, meist werden sie in werkseigenen Kraftwerken verstromt, geringfügig sogar abgefackelt. Da Gicht- und Konvertergas aus einem Teil der Energieträger im Hochofen bzw. im Konverter stammt und demnach eine Energieträgerumwandlung vorliegt, sind die entsprechenden Mengen an Kohle und Koks in der gewählten Darstellung bereits ausgebucht.

Die gesamten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Stahlherstellung, also THG-Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern, prozessbedingte Emissionen sowie Emissionen aus der Stromeigenerzeugung, betragen stabil rund 55 Mt CO_{2e} über die letzten beiden Dekaden, wenn von den beiden krisenbedingten Einbrüchen 2009 und 2020 abgesehen wird. Auch die spezifischen Emissionen der im Einsatz befindlichen Routen bleiben auf gleichem Niveau (Abbildung 5).

Abbildung 4: Historischer Energieverbrauch Eisen/Stahl

2000–2020, in PJ, inkl. Gicht-/Konvertergas für Stromerzeugung und Abfackelung (Doppelzählung mit Hochofen)
links: nach Energieträgern, rechts: nach Anlagen

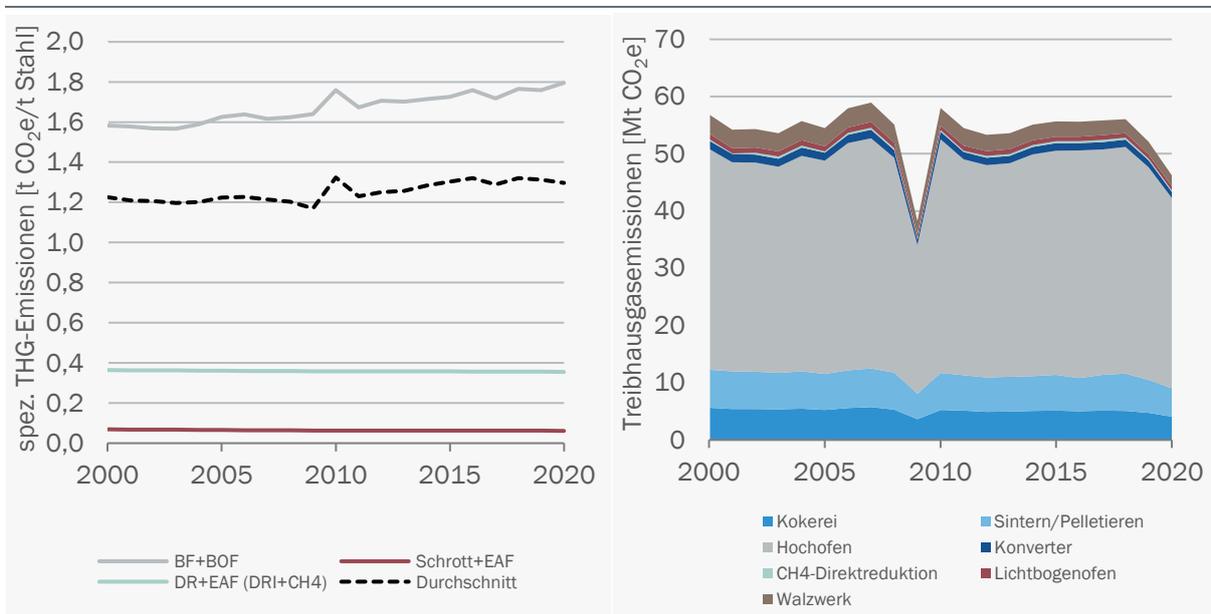


Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 5: Historische spezifische und absolute Treibhausgasemissionen Eisen/Stahl

2000–2020, in Mt CO₂e / links: spezifisch nach Routen, rechts: absolut nach Anlagen*



*) Die Emissionen aus Stromerzeugung und Abfackelung sind in denen des Hochofens (als deren Gichtgasquelle) bilanziert.

Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Hierbei weist die Hochofenroute (BF+BOF) einen leichten, aber sichtbaren Trend Richtung höherer spezifischer Verbräuche auf. Hier wurde nicht mehr das Niveau von vor der Finanzkrise 2009 erreicht. Grund dafür ist die danach durchweg geringere Auslastung der Hochofen und die damit verbundene geringfügig geringere Effizienz.

In den folgenden Tabellen werden die Kenngrößen der einzelnen Anlagen der heutigen konventionellen Stahlerzeugung in Deutschland genannt: Kokereien, Sinteranlagen, Pelletieranlagen, Hochofen, Konverter, Lichtbogenöfen und Schachtöfen:

Tabelle 2: Kenngrößen Kokereien

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t RS	1,0-1,2	2010	-3,0 % bis 2045	(Blesel et al. 2013), (UBA 2014)
davon Erdgas	%	60-65	2010		(AG Energiebilanzen 2022a)
davon Kokereigas	%	35-40	2010		(AG Energiebilanzen 2022a)
Strombedarf	GJ/t RS	0,1	2010	-3,0 % bis 2045	(wie Brennstoffbedarf)
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	0,17	2020	-3,0 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Lebensdauer	a	25		konst.	Annahme
Investitionskosten					
Neubau	€/t RS	114		konst.	(BCG 2013)
Retrofit	€/t RS	15		konst.	(BCG 2013), (Agora 2019)

RS = Rohstahl / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 3: Kenngrößen Sinteranlagen

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t Sinter	1,2-1,9	2010	-2,6 % bis 2045	(UBA 2012), (Blesel et al. 2013), (UBA 2014), (Moser et al. 2018)
davon Gase ¹⁾	%	95	2010		(AG Energiebilanzen 2022a), Annahme
davon Kohlen	%	5	2010		(AG Energiebilanzen 2022a), Annahme
Strombedarf	GJ/t Sinter	0,1	2010	±0 % bis 2045	(wie Brennstoffbedarf)
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	0,18	2020	-2,6 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Sinterbedarf	t/t RE	1,1	2010	-1,3 % bis 2045	(BCG 2013), Annahme
Lebensdauer	a	25		konst.	Annahme
Investitionskosten					
Neubau	€/t RS	51		konst.	(BCG 2013)
Retrofit	€/t RS	17		konst.	(BCG 2013), (Agora 2019)

RS = Rohstahl / RE = Roheisen / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ fossile Gase: Gicht-, Kokerei-, Erdgas

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 4: Kenngrößen Pelletieranlagen

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t Pellets	1,0	2010	±0 % bis 2045	(UBA 2012)
davon Gase ¹⁾	%	32	2010		(AG Energiebilanzen 2022a), Annahme
davon Kohlen/Koks	%	57	2010		(AG Energiebilanzen 2022a), Annahme
davon Mineralöle	%	11			(AG Energiebilanzen 2022a), Annahme
Strombedarf	GJ/t Pellets	0,1	2010	±0 % bis 2045	(wie Brennstoffbedarf)
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	0,03	2020	±0 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Pelletbedarf	t/t RE	0,34	2010	±0 % bis 2045	(BCG 2013), Annahme
Lebensdauer	a	25		konst.	Annahme (wie Sinteranlage)
Investitionskosten					
Neubau	€/t RS	51		konst.	Annahme (wie Sinteranlage)
Retrofit	€/t RS	17		konst.	Annahme (wie Sinteranlage)

RS = Rohstahl / RE = Roheisen / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ fossile Gase: Gicht-, Kokerei-, Erdgas

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 5: Kenngrößen Hochofen

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung ³⁾	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t RS	12,0–16,0	2015	Pfad A: -11 % bis 2045 Pfad B: -5 % bis 2045	für alle Bedarfe: (Blesel et al. 2013), (ifeu 2011), (WV Stahl 2015), (VDEh 2010), (UBA 2012)
davon Koks	GJ/t RS	9,0–9,4	2015	Pfad A: -14,0 % bis 2045 Pfad B: -13,9 % bis 2045	
davon Kohlen	GJ/t RS	4,5–4,8	2015	Pfad A: -8,6 % bis 2045 Pfad B: +10 % bis 2045	
davon Mineralöle	GJ/t RS	0,25	2015	-8,9 % bis 2045	
davon Gichtgas	GJ/t RS	1,3	2015	±0 % bis 2045	
davon Sonstige ²⁾	GJ/t RS	0,045	2015	±0 % bis 2045	
Strombedarf	GJ/t RS	0,1	2015	Pfad A: -5,8 % bis 2045 Pfad B: ±0 % bis 2045	
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	1,33	2020	Pfad A: -23 % bis 2045 Pfad B: ±0 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Gichtgas					
Ausstoß	t/t RE	6,1–6,5	2020	±0 % bis 2045	(AG Energiebilanzen 2022a)
Abfackelung	t CO _{2e} /t RS	0,07–0,25	2020	±0 % bis 2045	(AG Energiebilanzen 2022a)
Verstromung	t CO _{2e} /t RS	0,59–0,64	2020	±0 % bis 2045	(AG Energiebilanzen 2022a)
Bestückung					
davon Sinter	%	59	2010	-1,3 % bis 2045	(BCG 2013), Annahme
davon Pellets	%	27	2010	±0 % bis 2045	(BCG 2013), Annahme
davon Erze	%	14	2010	+5,3 % bis 2045	(BCG 2013), Annahme
Erzbedarf	t/t RS	1,36–1,44		konst.	(Agora 2019), eigene Daten
Kalkbedarf	kg/t RS	278		konst.	(Agora 2019)
Hochfenschlacke	kg/t RS	275		konst.	(Thomé-Kozmiensky 2012)
davon Hüttensand	%	70–80		konst.	

Lebensdauer	a	18	konst.	eigene Daten (siehe Tabelle 1)
Investitionskosten				
Neuzustellung	€/t RS	30–50	konst.	eigene Daten (siehe Tabelle 1)
Neubau	€/t RS	149	konst.	(BCG 2013)
Retrofit	€/t RS	74	konst.	(BCG 2013), (Agora 2019)

RS = Rohstahl / RE = Roheisen / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ bzw. Reduktionsmitteleinsatz / ²⁾ Erneuerbare, Grubengas, Abfälle / ³⁾ Pfad A mit höherer Hochofeneffizienz als Pfad B aufgrund zusätzlicher Verbesserungsmaßnahmen: Gichtgasrückführung, Abwärmenutzung Hochofenschlacke

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 6: Kenngrößen Konverter

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t RS	0,7–0,8	2010	-7,2 % bis 2045	(UBA 2012), Annahme
Strombedarf	GJ/t RS	0,15	2010	-7,2 % bis 2045	(wie Brennstoffbedarf)
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	0,04	2020	-2,6 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Schrotteinsatz	t/t RS	0,19	2020	konst.	eigene Berechnung
Konvertergasausstoß	GJ/t RS	0,35–0,7	2010	±0 % bis 2045	(UBA 2012)
Lebensdauer	a	20		konst.	Annahme
Investitionskosten					
Neubau	€/t RS	128		konst.	(BCG 2013)
Retrofit	€/t RS	64		konst.	(BCG 2013), (Agora 2019)

RS = Rohstahl / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ nur fossile Gase (Gichtgas, Kokereigas und Erdgas)

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 7: Kenngrößen Elektrolichtbogenofen

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t RS	0,61–0,76	2010	-4,4 % bis 2045	für alle Bedarfe: (UBA 2012), (UBA 2014), (Moser et al. 2018)
Strombedarf	GJ/t RS	1,37–2,01	2010	-41 % bis 2045 ²⁾	
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	0,06	2020	-3,0 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
davon prozessbedingt ³⁾	%	30			(Agora 2019), (UBA 2014)
Schrotbedarf	t/t RS	1,08	2020	konst.	eigene Berechnung
Kalkbedarf	kg/t RS	50			(Agora 2019)
Lebensdauer	a	20		konst.	(WiSaNo 2021)
Investitionskosten					
Neubau	€/t RS	150–250		konst.	(BCG 2013)
Retrofit	€/t RS	97		konst.	(BCG 2013), (Agora 2019)

RS = Rohstahl / RE = Roheisen / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ nur fossile Gase (überwiegend Erdgas) / ²⁾ Eine deutliche Verbesserung des spezifischen Strombedarfs ist durch neue EAF-Designs möglich: Siemens Simetal EAF Quantum (Abel et al. 2012), EcoArc (Sugasawa et al. 2014), Effizienter EAF (VDEh 2010): alle mit einem spezifischen Stromverbrauch von 280–320 kWh/t RS ggü. dem heutigen durchschnittlichen Bedarf von rund 490 kWh/t RS. / ³⁾ Diese prozessbedingten Emissionen aus Elektrodenabbrand (4 kg/t RS) und Schaumslaggenbildung (Schäumkohle, 16 kg/t RS) sind nicht vermeidbar.

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 8: Kenngrößen Schachtofen (CH4)

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad und Entwicklungspfade); Typ MIDREX (mit Erdgas befeuert)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t DRI	9,7–10,6	2017	-4,6 % bis 2045	für alle Bedarfe: (Hölling et al. 2017),
Strombedarf	GJ/t DRI	0,34	2017	-5,8 % bis 2045	(voestalpine 2017),
Emissionen	t CO ₂ e/t RS	0,30	2020	-4,6 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
DRI-Pelletbedarf	t/t RS	1,46		konst.	(Agora 2019)
Lebensdauer	a	20		konst.	(WiSaNo 2021)
Investitionskosten					
Neubau	€/t DRI	200–230		konst.	(Agora 2019), (Hölling et al. 2017)
Retrofit	€/t DRI	n. a.		konst.	

DRI = Eisenschwamm / RS = Rohstahl / Retrofit = Optimierung der Anlage nach höchster Effizienz / ¹⁾ ausschließlich Erdgas

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Minderungsziele

Die Bedeutung der Stahlherstellung für die Emissionen des Industriesektors nach Abgrenzung des Klimaschutzprogrammes (KSP), also inkl. aller Industriekraftwerke und Prozessemissionen, ist immens: Sie ist verantwortlich für knapp 30 Prozent der gesamten THG-Emissionen in der Industrie. Aufgrund dieser Relevanz ist es erforderlich, dass die Stahlhersteller in ähnlicher Geschwindigkeit Emissionen reduzieren, wie dies auch im Industriesektor insgesamt angezeigt ist. Dort sollen die heutigen Emissionen von rund 184 auf 118 Mt CO₂e bis 2030 sinken (rund -36 %). Übersetzt hieße das, dass die Stahlhersteller 2030 nurmehr rund 35 Mt CO₂e emittieren sollten. Analoge Überlegungen führen zu dem Schluss, dass auch das 2045er-Ziel eines netto treibhausgasneutralen Deutschlands nur gelingen kann, wenn auch die Stahlherstellung komplett auf (weitgehend) treibhausgasneutrale Produktionstechnologien umgeschwenkt ist.

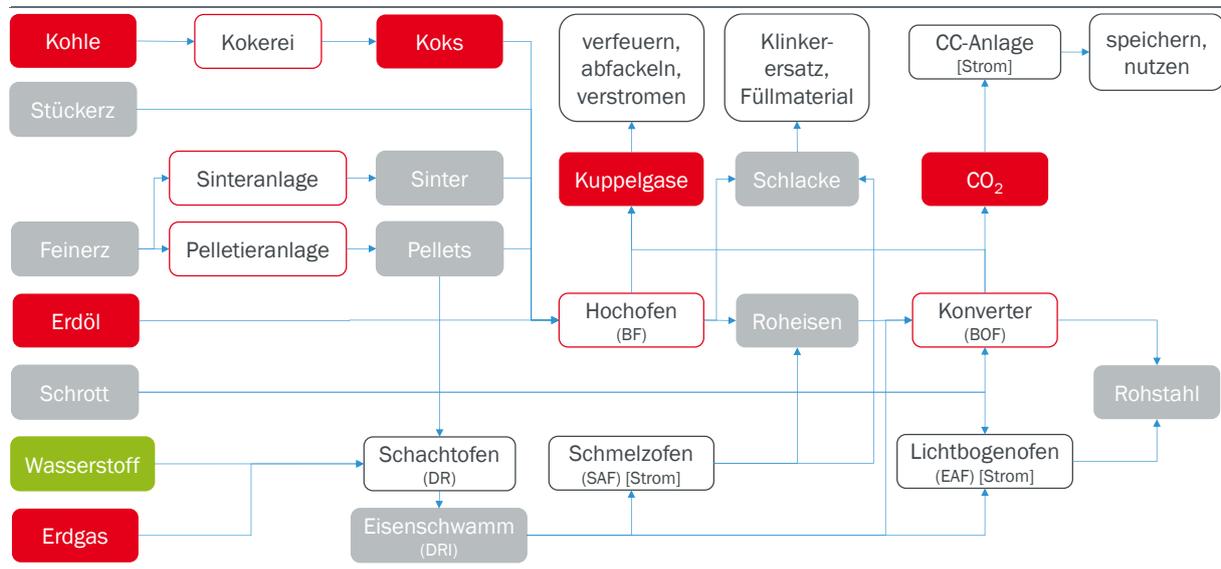
3.1.3 Vermeidungstechnologien

Dieser Abschnitt befasst sich mit alternativen Stahlherstellungsverfahren. Bei der Auswahl der vielversprechendsten Technologien waren zwei Punkte wichtig: Sie müssen prinzipiell in der Lage sein, (weitgehende) Treibhausgasneutralität zu erreichen; und sie müssen als Transformation geeignet sein für die (aktuelle) Situation der Stahlwerke in Deutschland, d. h. insbesondere die Aussagen und Einschätzungen der Hersteller sollten eine wichtige Orientierung für die Realisierbarkeit eines Verfahrens sein.

Im Folgenden wird auf drei Vermeidungstechnologien, die in den beiden Entwicklungspfaden zum Einsatz kommen, steckbriefartig eingegangen. Diese sind (a) die Wasserstoff-Direktreduktion plus Elektrolichtbogenofen, (b) die Wasserstoff-Direktreduktion plus Schmelzofen plus Einblaskonverter und (c) die konventionelle Hochofenroute plus CCS (Abbildung 6). Auch soll kurz darauf eingegangen werden, weshalb bestimmte Technologien nicht berücksichtigt werden konnten.

Abbildung 6: Routen der Stahlproduktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten

Aktuelle sowie potenzielle Routen



Prozessschritte umrandet, (Zwischen-)Produkte flächig (grün = erneuerbare Energieträger, rot = fossile Energieträger, grau = Rohstoff/Zwischenprodukt)

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Wasserstoff-Direktreduktion und Lichtbogenofen (DR+EAF, H2)

In dieser alternativen Route reduziert ein Direktreduktionsofen (DR) das zu Pellets verarbeitete Eisenerz mittels Wasserstoffs im Gegenstrom zum Zwischenprodukt Eisenschwamm (Direktreduziertes Eisen, DRI). Dabei wird das Eisenerz in seinem festen Zustand reduziert – im Gegensatz zum konventionellen Hochofen-Verfahren, bei dem sich aufgrund der höheren Temperaturen während der Reduktion (mit Kohlenstoff) ein flüssiges Metall bildet. Der Eisenschwamm wird dann weiter in Elektrolichtbogenöfen gemeinsam mit einem geringen Schrottanteil zu Stahl verarbeitet oder er wird für den Transport und eine spätere Verwendung brikettiert (Hot Briquetted Iron, HBI).

Der DRI-Herstellungprozess erfolgt heute noch überwiegend nach den Technologien MIDREX und HyL III, wo in einem Schachtofen das Eisenerz mit Methan (aber auch z. B. mit Kohle, dann in einem anderen Ofentyp) reduziert wird, weshalb dieses Verfahren überwiegend in Ländern mit hoher Erdgas-Verfügbarkeit etabliert ist, z. B. im Nahen Osten und in Südamerika (IIPi 2022). In Deutschland betreibt ArcelorMittal in Hamburg ein DRI-Werk (vom MIDREX-Typ, via Methan). Dementsprechend ist das Verfahren prinzipiell marktverfügbar. Die Verwendung von Wasserstoff ist bereits heute zu einem Anteil von bis zu 70 Prozent neben Methan möglich (Duarte 2019). Die Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff hingegen wird derzeit vorangetrieben und in industriellem Maßstab um 2030 erwartet (Agora 2019). Außerdem werden beim vollständigen Ersatz großer Hochöfen aufgrund der begrenzten EAF-Kapazitäten einzelner Aggregate von etwa 1–1,5 Mt mehrere parallel betriebene DR+EAF-Routen benötigt.

Da es bei der DRI-Produktion keine Schmelz- und keine Schlackenphase gibt, verbleiben alle Ganggesteinselemente der Eisenerze im DRI und müssen über eine Schlacke im Elektroofen abgetrennt werden. Dies erhöht den elektrischen Energieverbrauch des Elektroofens im Vergleich zum Aufschmelzen von Stahlschrott. Wenn jedoch heißes DRI sofort in den EAF geleitet wird,

senkt dies wiederum den Bedarf für das Aufschmelzen des Eisenschwammes, wodurch der gesamte Energiebedarf im Lichtbogenofen wieder etwa demjenigen der konventionellen Schrott+EAF-Route entspricht. Diese praktische Herausforderung wird weiter entschärft, indem sich die potenziellen Betreiber auf höherwertige, d. h. Gangart-arme und damit teurere Erze, konzentrieren. Wegen der Eisendirektreduktion in fester Phase muss das Eisenerz zu Pellets geformt werden. Diese setzen die Verwendung hochwertiger Eisenerze voraus und sind zudem wegen eines zusätzlichen Produktionsschrittes teurer als normales Eisenerz (Agora 2021).

- **Emissionsreduktionspotenzial:** Dieses ist in dieser Route sehr hoch, denn die Direktreduktion mittels Wasserstoffs emittiert keinerlei Treibhausgase. Lediglich der Lichtbogenofen emittiert insgesamt 0,06 t CO₂e/t Rohstahl, davon 0,04 t CO₂e/t RS, wenn dieser, wie hier angenommen, weiterhin mit Erdgas angeheizt wird, und 0,02 t CO₂e/t RS prozessbedingt als unvermeidliche Sockelemission (vgl. Tabelle 7). Prinzipiell wäre das Anheizen auch mit Wasserstoff möglich, angesichts der relativ geringen (restlichen) Emissionen durch den Erdgas-Betrieb wurde diese Option jedoch nicht forciert. Gegenüber der konventionellen Hochofenroute ergibt sich in der Route DR+EAF (H₂) ein Einsparpotenzial von insgesamt 96 Prozent.
- **Energiebedarf:** Für die DR+EAF-H₂-Route werden aktuell ca. 8,1 GJ Wasserstoff je Tonne DRI aufgewendet. Falls der Wasserstoff vor Ort elektrolytisch hergestellt wird, müssen 10,6 GJ Strom je Tonne DRI aufgewendet werden, was jedoch angesichts der erwartbaren steigenden Wirkungsgrade von Elektrolyseuren mit der Zeit abnimmt. Der Elektrolichtbogenofen selbst benötigt rund 1,8 GJ Strom/t Rohstahl. Es wird jedoch angenommen, dass bis 2050 viele EAF auf den neuesten technischen Stand modernisiert oder ausgetauscht werden, sodass sich bis dann Stromeinsparungen von über 40 Prozent realisieren lassen (Tabelle 7). Weiterhin benötigt der EAF etwa 0,8 GJ Erdgas je Tonne Rohstahl zur Vorerwärmung.
- **Entwicklungsstand:** DRI-Schachtöfen sind bislang nur versuchsweise mit 100 Prozent H₂ anstelle von CH₄ gelaufen. Reine H₂-DRI-Schachtöfen sind jedoch angesichts der Ausbaupläne der (deutschen) Stahlhersteller bereits vor 2030 verfügbar (siehe Tabelle 9). Elektrolichtbogenöfen sind bereits marktreif, auch bereits die hocheffizienten.
- **Wirtschaftlichkeit:** Der Neubau eines Schachtofens zur Direktreduktion wird auf im Mittel 215 Euro geschätzt, derjenige eines neuen Elektrolichtbogenofens auf im Mittel 200 Euro jeweils pro Tonne Rohstahl(kapazität). Diese Investitionskosten übersteigen diejenigen eines Retrofits aller Anlagenteile der konventionellen Hochofenroute um mehr als das Fünffache (mit Elektrolyseur) bzw. das Zweifache (ohne Elektrolyseur). Jedoch wird insbesondere bei den Investitionskosten der Elektrolyseure ein starker Rückgang von über einem Drittel in den nächsten beiden Dekaden erwartet. Bei den operativen Kosten (Energieträger, EUA, Eisenerz, Schrott, Kalk, sonstige Fixkosten) ergibt sich anfangs eine Steigerung von über 50 Prozent ggü. der BF+BOF-Route. Angesichts deutlich steigender EUA-Kosten in den beiden Entwicklungspfaden ist absehbar, dass eine OPEX-Parität Mitte der 2030er erreicht werden wird. Im Übrigen weist der Bezug von Wasserstoff einen Kostenvorteil gegenüber der H₂-Eigenerzeugung mittels Elektrolyseurs auf (vgl. Abbildung 16, in welcher importierter H₂ ab Mitte der 2030er die Kostenparität mit Strom erreicht – ohne die Berücksichtigung des Elektrolyse-Wirkungsgrades!).
- **Förderinstrumente:** Über das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ unterstützt der Bund (BMWK) aktuell die Forschung und Demonstration von großindustriellen Anlagen, die eine erhebliche Einsparung ggü. den konventionellen Verfahren aufweisen. Darunter fällt der DR-Schachtofen (sogar auch, wenn dieser anfangs nur mit Methan befeuert und erst später auf Wasserstoff umgestellt würde). Ob ein hocheffizienter EAF gefördert wird, evtl. zusammen mit dem Bau eines DR-Schachtofens, ist unklar. Eine Wasserstoff-Infrastruktur, entweder als Bezug oder zur Eigenerzeugung, wird derzeit breit gefördert (H₂Global, H₂-Förderrichtlinie, IPCEI).

Tabelle 9: Kenngrößen Schachtofen (H2)

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t DRI	7,1–9,9	2017	-4,6 % bis 2045	für alle Bedarfe: (Hölling et al. 2017), (voestalpine 2017), (Hybrit 2018), (Agora 2019)
Strombedarf	GJ/t DRI	0,31–0,34	2017	-5,8 % bis 2045	
Emissionen	t CO _{2e} /t DRI	(keine)			gemäß Brennstoffbedarf
DRI-Pelletbedarf	t/t RS	1,46		konst.	(Agora 2019)
Marktverfügbar			~2030		(Agora 2019)
Lebensdauer	a	20		konst.	(WiSaNo 2021)
Investitionskosten	€/t DRI	200–230		konst.	(Hölling et al. 2017), (Agora 2019)

DRI = Eisenschwamm / ¹⁾ ausschließlich Wasserstoff (energetisch und stofflich)

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 10: Kenngrößen Elektrolyseur

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t DRI	(keinen)			(Hölling et al. 2017), (voestalpine 2017), (Hybrit 2018), (Agora 2019)
Strombedarf	GJ/t DRI	9,3–13,0	2017	-10,1 % bis 2045	
Emissionen	t CO _{2e} /t DRI	(keine)			gemäß Brennstoffbedarf
Wirkungsgrad	%	76	2020	11,2 % bis 2045	Annahme
Marktverfügbar			heute		(Agora 2019)
Lebensdauer	a	10		konst.	(WiSaNo 2021)
Investitionskosten	€/kW _{el}	500–700		-36 % bis 2045	(Hölling et al. 2017), (WiSaNo 2021), (Fh ISE 2022)

DRI = Eisenschwamm

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

- **Hemmnisse:** Der Zubau und die Skalierung dieser Technologie ist hinsichtlich des enormen Strom- und/oder Wasserstoffbedarfs herausfordernd. In beiden Fällen muss die entsprechende Infrastruktur die Standorte in ausreichender Kapazität anbinden. Außerdem muss diese Anbindung auch zeitlich zur Umstellung auf die alternative Route passen.
- **Sekundäreffekte:** Die DR+EAF-Route erfordert deutlich höhere Eisenerzqualitäten (s. o.). Damit lassen sich dann jedoch (in Abhängigkeit vom Eisenschwammanteil) alle Stahlqualitäten herstellen, sodass auf der Seite des Endproduktes keinerlei Einschränkungen vorliegen. Aufgrund der einfacheren Prozesskette (Wegfall der Kokerei und der Sinteranlage und evtl. der Pelletieranlage) ist anzunehmen, dass auch ein geringerer Beschäftigungsgrad bei der DR+EAF- ggü. der BF+BOF-Route vorliegt. Jedoch führen zunehmende Automatisierung auch bei bestehenden Werken sukzessive zu Arbeitsplatzverlusten (Abschnitt 6.1.1). Die Schlacke aus EAF ist im Gegensatz zur Hochofenschlacke (derzeit) ungeeignet als Klinkersubstitut (untersucht wird, ob die „neue“ Elektroofenschlacke aus der DRI-EAF-Route nicht doch als Klinkersubstitut in Frage kommt (Salzgitter 2022b)). Aufgrund dessen wird die (deutsche) Zementklinkerherstellung zunehmen müssen, um einen gleichbleibenden Zementbedarf decken zu können.

- **Produktionsverlagerung:** Laut den Pressemitteilungen der Stahlkonzerne planen alle mit einem Erhalt der deutschen Standorte über die gesamte Produktionskette vom Eisenerz bis zum Stahl. Prinzipiell möglich wäre jedoch eine Auslagerung des ersten Prozessschrittes: Anstelle von (pelletiertem) Eisenerz wird dann pelletierter Eisenschwamm (HBI) importiert, welcher direkt im EAF verarbeitet werden kann. Die Eisenerz-Lieferländer für deutsche Standorte (hauptsächlich Brasilien, Kanada und Südafrika (BGR 2021)) haben dafür gute Voraussetzungen. Es ist nicht auszuschließen, dass diese Option von einigen Standorten, an denen der Zugang zu Wasserstoff und/oder erneuerbarem Strom nachteilig ist, genutzt wird.

Wasserstoff-Direktreduktion, Schmelzofen und Konverter (DR+SAF+BOF)

In dieser zweiten alternativen Route reduziert ebenfalls eingangs ein Direktreduktionsofen (DR) das Eisenerz mittels Wasserstoffs zu Eisenschwamm (s. o.). Dieses wird dann jedoch weiter in einem speziellen elektrischen Schmelzofen (auch Elektroniederschachtofen, Reduktionsofen oder Schmelz-Reduktionsofen genannt, englisch: Submerged Arc Furnace, SAF) von der Gangart befreit, um ein dem Roheisen äquivalentes Produkt zu erzielen. Schließlich kann dieses Roheisen, wie auch bei der konventionellen Route, in einem Konverter von dem überschüssigen Kohlenstoff befreit und zu Stahl oxidiert werden (Abschnitt 3.1.2). Wesentlicher Vorteil dieser Route ist die Weiternutzung des Konverters sowie aller darauffolgender Aggregate.

Der zwischengeschaltete SAF ist eine Sonderform des elektrischen Lichtbogenofens. Dieser wird kontinuierlich von oben mit den zu schmelzenden Ausgangsstoffen (hier Eisenschwamm und Zuschläge) beschickt. Zudem befinden sich die Elektroden und damit auch der Lichtbogen am unteren Bereich der Schmelzwanne, sodass dieser immerzu umgeben („submerged“) sind von der Schmelze. Der SAF ist in dieser Route notwendig, um die unerwünschten Begleitminerale in einer Schlacke zu binden und so vom Eisenschwamm zu trennen. Außerdem wird er benötigt, weil der Konverter mit flüssigem Eisen befüllt werden muss, die DRI-Anlage aber festen Schwamm liefert. Direktreduktion und Schmelzofen ersetzen somit den konventionellen Hochofen, der alle drei Funktionen, nämlich Reduktion des Eisenerzes zu Eisen, Abtrennen der Gangart und Verflüssigung des Eisens, in einer Anlage abdeckt. Die Vorteile dieser Route gegenüber der DR+EAF-Route sind, dass die Konverter in den Stahlwerken, die Stranggussanlagen und alle folgenden Aggregate am Werk verbleiben können. Dies ist der Fall, weil die Schmelzöfen auf die Abstichmenge der vormaligen Hochofen abgestimmt werden können – Elektrolichtbogenöfen wären dafür unterdimensioniert und erforderten eine Anpassung des gesamten Stahlwerkes auf den Durchsatz des EAFs bzw. EAF-Verbundes (VDI 2022b). Weiterhin liefert der Schmelzofen ähnliche Schlacken wie der Hochofen, sodass eine Weiternutzung als Hüttensand in der Zementindustrie prinzipiell möglich ist. Da jedoch noch keinerlei Expertise hierzu vorliegt, wurde in beiden Entwicklungspfaden konservativ davon ausgegangen, dass die SAF-Schlacke *nicht* weiterverwendet wird. Schließlich können in der DR+SAF+BOF-Route ähnliche Rohmaterialien eingesetzt werden wie bei der konventionellen Hochofenroute, also auch weniger teure Erze, weil der SAF größere Schlackenmengen verarbeiten kann. Bisher planen Thyssenkrupp für alle seine Stahlwerke in Duisburg sowie Tata Steel am IJmuiden-Werk in den Niederlanden mit dieser alternativen Route. Dabei sieht zumindest Thyssenkrupp eine vertikale Anordnung vor, bei der im oberen Teil die Direktreduktion stattfindet und der heiße Eisenschwamm direkt in den darunterliegenden Schmelzofen geleitet wird (Green Car Congress 2022).

- **Emissionsreduktionspotenzial:** Dieses ist in dieser Route sehr hoch, denn die Direktreduktion mittels Wasserstoffs emittiert keinerlei Treibhausgase. Lediglich der Schmelzofen emittiert 0,04 t CO_{2e}/t Rohstahl, wenn dieser, wie hier angenommen, mit fossilen Brennstoffen (vor allem Erdgas) angeheizt wird. Prinzipiell wäre das Anheizen auch mit Wasserstoff möglich, angesichts der relativ geringen (restlichen) Emissionen durch den Erdgas-Betrieb wurde

diese Option jedoch nicht forciert – analog zum EAF in der DR+EAF-Route. Weiterer Emittent ist der Konverter mit 0,04 t CO_{2e}/t Rohstahl aufgrund der Befeuerung mit Erdgas. Auch hier greift dasselbe Argument zur Erdgasverfeuerung wie beim SAF. Gegenüber der konventionellen Hochofenroute ergibt sich in der Route DR+SAF+BOF (H₂) ein Einsparpotenzial von insgesamt 95 Prozent.

- **Energiebedarf:** Die DR+SAF+BOF-H₂-Route benötigt aktuell ca. 8,1 GJ Wasserstoff je Tonne DRI. Falls der Wasserstoff vor Ort elektrolytisch hergestellt wird, müssen 10,6 GJ je Tonne DRI aufgewendet werden, was jedoch angesichts der erwartbar steigenden Wirkungsgrade von Elektrolyseuren mit der Zeit abnimmt. Der Schmelzofen selbst benötigt rund 1,9 GJ Strom/t Rohstahl. Es wird in beiden Entwicklungspfaden jedoch angenommen, dass bis 2050 ausgereifere und damit effizientere SAF zur Verfügung stehen werden, sodass sich bis dann Stromeinsparungen von über 40 Prozent realisieren lassen (analog EAF). Weiterhin benötigt der SAF etwa 0,8 GJ Gas je Tonne Rohstahl zur Vorerwärmung. Der Konverter kommt auf einen Erdgasbedarf von ebenfalls rund 0,8 GJ/t Rohstahl.
- **Entwicklungsstand:** Elektrische Schmelzöfen sind bislang nicht im industriellen Maßstab verfügbar. Nach (Green Car Congress 2022) entwickelt Thyssengrupp zusammen mit Anlagenbauern eine strombasierte Schmelzeinheit in Kombination mit einem Direktreduktionsofen. Bereits 2026 soll diese Anlage rund 2 Mt Rohstahl jährlich erzeugen (Thyssenkrupp 2022b).
- **Wirtschaftlichkeit:** Der Neubau eines Schachtofens zur Direktreduktion wird auf im Mittel 215 Euro geschätzt, derjenige eines neuen Schmelzofens auf ca. 320 Euro, ein Konverter-Retrofit auf 74 Euro jeweils pro Tonne Rohstahl(kapazität). Diese Investitionskosten übersteigen diejenigen eines Retrofits aller Anlagenteile der konventionellen Hochofenroute um mehr als das Sechsfache (mit Elektrolyseur) bzw. das Dreifache (ohne Elektrolyseur). Jedoch wird insbesondere bei den Investitionskosten der Elektrolyseure ein starker Rückgang von über einem Drittel in den nächsten beiden Dekaden erwartet. Bei den operativen Kosten (Energieträger, EUA, Eisenerz, Schrott, Kalk, sonstige Fixkosten) ergibt sich anfangs eine Steigerung von über 60 Prozent ggü. der BF+BOF-Route. Angesichts deutlich steigender EUA-Kosten in den beiden Entwicklungspfaden ist absehbar, dass eine OPEX-Parität Mitte der 2030er erreicht werden wird. Im Übrigen weist der Bezug von Wasserstoff langfristig einen Kostenvorteil gegenüber der H₂-Eigenerzeugung mittels Elektrolyseurs auf (kurzfristig noch nicht, was an dem Preisrückgang des importierten Wasserstoffs liegt (Abschnitt 4.1.3).
- **Förderinstrumente:** Thyssenkrupp hat 2021 eine Projektskizze im Rahmen des Förderprogramms „Dekarbonisierung in der Industrie“ eingereicht, welche positiv und damit als prinzipiell förderfähig bewertet wurde (KEI 2021). In der Skizze wird das Projekt „tkH₂Steel“ vorgestellt, welches den oben beschriebenen vertikalen Aufbau aus DR-Schachtofen und Schmelzofen sowie anschließendem Konverter (DR+SAF+BOF) aufweist.
- **Hemmnisse:** Der Zubau und die Skalierung dieser Technologie ist hinsichtlich des enormen Strom- und/oder Wasserstoffbedarfs herausfordernd. In beiden Fällen muss die entsprechende Infrastruktur die Standorte in ausreichender Kapazität anbinden. Außerdem muss diese Anbindung auch zeitlich zur Umstellung auf die alternative Route passen.
- **Sekundäreffekte:** Die Komponenten DR und SAF sind in der Lage, den Hochofen vollumfänglich zu ersetzen, weshalb keinerlei Auswirkungen auf die Endprodukte (Stahlqualitäten) erwartet werden. Aufgrund der einfacheren Prozesskette (Wegfall der Kokerei und der Sinteranlage und evtl. der Pelletieranlage) ist anzunehmen, dass auch ein geringerer Beschäftigungsgrad bei der DR+SAF+BOF- ggü. der BF+BOF-Route vorliegt. Jedoch führen zunehmende Automatisierung auch bei bestehenden Werken sukzessive zu Arbeitsplatzverlusten (Abschnitt *6.1.1). Es wird in beiden Entwicklungspfaden angenommen, dass sich die Schlacke aus SAF nicht als Klinkersubstitut eignet (konservativer Ansatz). Aufgrund dessen wird die (deutsche) Zementklinkerherstellung zunehmen müssen, um einen gleichbleibenden Zementbedarf decken zu können.

- **Produktionsverlagerung:** Laut Pressemitteilungen der Stahlkonzerne planen alle mit einem Erhalt der deutschen Standorte über die gesamte Produktionskette vom Eisenerz bis zum Stahl. Eine Auslagerung des Prozessschrittes der Eisenschwammerzeugung ist in der DR+SAF+BOF-Route unwahrscheinlicher als in der DR+EAF-Route, denn das derzeitige Design sieht eine mehr oder weniger kombinierte Anlage aus DR und SAF vor. Bislang deuten die Aussagen von Thyssenkrupp auf einen vollumfänglichen Erhalt der Duisburger Werke (gleichbleibende Stahlproduktionskapazität trotz Transformation auf DR+SAF+BOF) hin.

Tabelle 11: Kenngrößen Schmelzofen

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf ¹⁾	GJ/t RS	~0,76	2020	-4,4 % bis 2045	Annahme (=EAF)
Strombedarf	GJ/t RS	~1,9	2020	-41 % bis 2045	Annahme (=EAF, 10 % ineffizienter)
Emissionen	t CO ₂ e/t RS	0,04	2020	-4,4 % bis 2045	gemäß Brennstoffbedarf
Marktverfügbar			~2026		(Thyssenkrupp 2022b)
Lebensdauer	a	20		konst.	Annahme (=EAF)
Investitionskosten	€/t RS	320		konst.	(Agora 2020)

RS = Rohstahl / ¹⁾ ausschließlich Erdgas

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Konventionelle Hochofenroute inkl. Kohlenstoffabscheidung (BF+BOF+CCS)

In dieser dritten alternativen Route wird ein bestehendes Stahlwerk mit konventioneller Hochofenroute um Aggregate zur Kohlenstoffabscheidung erweitert. An den eigentlichen Prozessen zur Eisen- und Stahlerzeugung ändert sich nichts. Jedoch muss zumindest an den größten Kohlendioxidemittenten, idealerweise an allen Komponenten der Stahlerzeugung, also Kokerei, Sinteranlage, Pelletieranlage, Hochofen und Konverter, eine Anlage zur CO₂-Abscheidung installiert werden. Perspektivisch ließe sich die Abscheidung auf alle Emittenten des Stahlwerkes (Stranggussanlage, Walzwerk, Gichtgaskraftwerk) ausdehnen, um eine größtmögliche Abscheidung zu erzielen. Jedoch ist die praktisch umsetzbare Abscheidequote alleinig auf den Hochofen und damit 50 Prozent (Tabelle 12) begrenzt, denn schlicht die Ausmaße eines Stahlwerkes sowie die Trennung von CO₂ vom ohnehin anfallenden Gicht- und Kuppelgasstrom limitieren eine technisch durchführbare Kohlenstoffabscheidung an bestehenden Stahlwerken.

Es wird in den Entwicklungspfaden davon ausgegangen, dass das vom Hochofen abgeschiedene CO₂ zuerst verpresst und via Pipeline oder Schifftransport an eine Lagerstätte (in Europa weisen die Gasfelder in der Nordsee ein hohes Potenzial dafür auf) transportiert und gespeichert wird. Entsprechende Kosten sind in den Investitionskosten für die CCS-Anlage internalisiert (vgl. Tabelle 16). Eine Nutzung des CO₂ als Rohstoff, zum Beispiel für die Herstellung synthetischen Treibstoffs, wurde nicht unterstellt. Demnach hat das CO₂ in dieser Betrachtung keinen Preis (der am Markt dafür erzielt werden könnte).

- **Emissionsreduktionspotenzial:** Dieses ist in dieser Route durch die Abscheidequote limitiert, wonach insgesamt 50 Prozent der Emissionen der Hochofenroute abgeschieden werden. Es verbleiben also etwa 0,7 t CO₂e/t Rohstahl, die emittiert werden (und anderweitig kompensiert werden müssen).

- **Energiebedarf:** Die Hochofenroute benötigt aktuell etwa 19,7 GJ Brennstoffe und rund 0,7 GJ Strom je Tonne Rohstahl. Die rein elektrisch betriebene CCS-Anlage kommt auf einen Strombedarf von rund 2,0 GJ/t Rohstahl. Damit verdreifacht sich der Strombedarf am Werk.
- **Entwicklungsstand:** Noch ist keine Kohlenstoffabscheidung an einem konventionellen Stahlwerk umgesetzt. Es gibt das „Abu Dhabi CCS Project“, welches als erstes Stahlwerk seit 2016 CCS großskalig anwendet (rund 0,8 Mt CO₂ jährlich) (Global CCS Institute 2017). Allerdings ist dort kein konventioneller Hochofen in Betrieb, sondern ein DR-Schachtofen, bei welchem eine Abscheidung prinzipiell wegen der höheren CO₂-Konzentration einfacher ist. Das von Thyssenkrupp 2016 lancierte Projekt „Carbon2Chem“ zielt darauf ab, CO₂ aus der Stahlindustrie weiter zu nutzen, indem das abgeschiedene CO₂ mittels Wasserstoffs in Methanol bzw. synthetische Kraftstoffe umgewandelt wird. Somit werden vorhandene CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie reduziert (auch wenn die Folgeprodukte daraus nicht grün sind, weil der Kohlenstoff aus einer fossilen Quelle stammt) (Beste 2019). Seit 2020 bereitet Carbon2Chem in einer zweiten Projektphase die industrielle Umsetzung vor.
- **Wirtschaftlichkeit:** Der Zubau einer CCS-Anlage kostet rund 128 Euro pro Tonne Rohstahl(kapazität). Der Retrofit des bestehenden Stahlwerks bzw. aller seiner stahlproduzierenden Komponenten liegt bei 187 EUR/t Rohstahl ((Agora 2019), (BCG 2013)). Gegenüber dem Retrofit ist der CCS-Zubau mit 68 Prozent Mehrkosten vergleichsweise günstig. Der zusätzliche Strombedarf für die Kohlendioxidabscheidung erhöht die operativen Kosten nur marginal. Durch die Kompensation von 50 Prozent der CO₂-Emissionen und entsprechender Einsparungen bei den EUA-Zertifikaten wird schon 2030 eine OPEX-Parität erzielt. Ggf. kann durch Weiternutzung des abgeschiedenen Kohlenstoffs (z. B. zu den oben genannten synthetischen Sekundärkraftstoffen, die zwar nicht „grün“ sind, aber fossile Kraftstoffe ersetzen) die Wirtschaftlichkeit erhöht werden. Diese Option ist allerdings nur übergangsweise interessant, da perspektivisch auch eine „Zweitnutzung“ von fossilem Kohlenstoff und Verbrennung ohne Abscheidung nicht genügend zur Klimaneutralität beiträgt.
- **Förderinstrumente:** Das BMBF fördert ThyssenKrupps Carbon2Chem-Projekt: in einer ersten Phase mit 60 Mio. Euro von 2016 bis 2020, in der eine Demonstrationsanlage aus Prozessgasen der Stahlproduktion Basischemikalien wie Ammoniak und Methanol herstellen konnte, sowie in einer zweiten Phase mit weiteren 75 Mio. Euro von 2021 bis 2024, in der es um die Skalierbarkeit und die Übertragbarkeit des Konzeptes auf den laufenden Betrieb im Stahlwerk geht (Chemietechnik 2020). Eine Förderung über das Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“ ist nicht möglich, da CCS in den Richtlinien explizit ausgenommen wurde.
- **Hemmnisse:** Aus verfahrenstechnischer Sicht ist der Zubau mit eher geringem Eingriff in den laufenden Betrieb möglich und daher gegenüber den anderen alternativen Routen deutlich einfacher umzusetzen und mit geringeren Investitionen verbunden. Das Thema Kohlendioxidabscheidung ist in Deutschland in der allgemeinen Wahrnehmung jedoch negativ konnotiert und birgt somit Akzeptanzprobleme. Wenn das abgeschiedene CO₂ abtransportiert und gespeichert würde, hätte das möglicherweise sogar einen Imageverlust des Herstellers zur Folge (im Sinne von: „nicht wirklich grün“).
- **Sekundäreffekte:** Anders ist dies bei einer Weiternutzung des CO₂, dem sogenannten CCU (Carbon Capture and Usage). Hierbei wird das abgeschiedene CO₂ weiterverarbeitet z. B. zu Methanol (s. o.). Sofern das C-Atom langfristig (Jahre, besser Jahrzehnte) in einem Produkt der Grundstoffchemie gebunden bliebe, würde es denselben Effekt wie bei einer Speicherung erfüllen. Um Standorte mit einer CO₂-Abscheidung (neben entsprechenden Stahlwerken insbesondere Zementwerke mit Klinkerherstellung) könnte sich eine CO₂-Industrie ansiedeln, die das Gas wirtschaftlich weiterverwertet (vgl. Abschnitt 4.1.4).
- **Produktionsverlagerung:** Laut der Pressemitteilungen der Stahlkonzerne planen alle mit einem Erhalt der deutschen Standorte über die gesamte Produktionskette vom Eisenerz bis zum Stahl. Durch den Zubau einer CCS-Anlage ändert sich an dieser Aussage nichts, denn das Werk bleibt in seiner jetzigen Form bestehen.

Tabelle 12: Kenngrößen Kohlenstoffabscheidung beim Stahlwerk

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t CO ₂	(keinen)			
Strombedarf	GJ/t CO ₂	1,3	2020	±0 % bis 2045	(Agora 2019)
Emissionen	t CO _{2e} /t RS	-(0,8–1,0)	2045		eigene Berechnungen
Abscheiderate (max.)	%	50 ²⁾			(Agora 2019), (BCG 2013)
Marktverfügbar			~2030		
Lebensdauer	a	25		konst.	Annahme
Investitionskosten ¹⁾	€/t RS	128		konst.	(BCG 2013)

RS = Rohstahl / ¹⁾ Gesamtkosten für Abscheidung, Kompression, Transport und Speicherung / ²⁾ max. 78 % nach (Agora 2019)

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Unberücksichtigte Vermeidungstechnologien

Nicht alle potenziell umsetzbaren Technologien und Optionen, die einen relevanten Beitrag zur Defossilisierung der Stahlproduktion liefern können, wurden im Rahmen dieser Studie betrachtet. Einerseits wurde eine Höchstzahl von drei Vermeidungstechnologien je betrachteter Grundstoffindustrie untersucht. Andererseits wurden von den möglichen Vermeidungstechnologien nur diejenigen mit der vermeintlich größten Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet.

Nicht berücksichtigt wurde eine deutlich erhöhte Elektrostahlproduktion aus Stahlschrott, welche die Hochofenroute und damit auch deren hohe Emissionen (teilweise) verdrängen könnte. Einerseits liegt der Elektrostahlanteil an der gesamten Stahlerzeugung in Deutschland in den letzten 20 Jahren sehr konstant bei rund 30 Prozent. Eine deutliche Ausweitung dieses Anteils ist angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von qualitativ hochwertigen Stahlschrotten (geringe Kontamination mit Fremdstoffen, insbesondere Kupfer, das ab gewissen Mengen im EAF zu Kurzschlüssen und damit zu deutlich verminderter Effizienz führt) derzeit und absehbar nicht möglich. Ein Anteil von 35 Prozent wird als Obergrenze angesehen (BDI 2018). Insbesondere Autobleche aber auch andere Anwendungsfelder vor allem im Maschinenbau erfordern hohe Stahlgüten. Lediglich Baustahl stellt keine so hohen Ansprüche an die Stahlqualität – allerdings ist der Bedarf an Baustahl europaweit gesättigt.

Nicht berücksichtigt wurde die Option des Biomasseeinsatzes in der konventionellen Hochofenroute. Entweder kann Holzkoks den Kohlenkoks ersetzen, oder ein Mittels des Sorption Enhanced Reforming (SER) hergestelltes wasserstoffreiches Produktgas (quasi ein Synthesegas hauptsächlich bestehend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid) wird dem Hochofen zugeführt. Die zweite Option wurde in Zusammenarbeit mit voestalpine im Labormaßstab untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass SER ein geeignetes Verfahren ist, um den Anteil erneuerbarer Energie im Hochofen zu steigern, ohne die Qualität der Endprodukte zu beeinträchtigen (Energieforschungsprogramm 2017). In beiden genannten Varianten sinken die fossilen CO₂-Emissionen anteilig zu den eingesparten fossilen Energieträgern, jedoch wird eine ergänzende Anlage zur Produktion des Substitutes benötigt. Interessant werden diese Varianten dann, wenn sie mit CCS am Stahlwerk kombiniert werden: So ließen sich auch negative Emissionen realisieren. Allerdings würden große Mengen an Biomasse (besonders feste) benötigt, wenn wesentliche Teile der fossilen Emissionen ersetzt werden sollen. Da (nachhaltige und nutzungskonkurrenzfreie) Biomasse jedoch eng limitiert

ist³, wurde diese Option für die deutsche Stahlerzeugung als schlecht umsetzbar eingeschätzt und somit nicht betrachtet.

Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde der sogenannte Hlsarna-Prozess – im Wesentlichen, weil keinerlei Hinweise und Pläne dazu bei deutschen (und europäischen) Stahlproduzenten vorliegen. Entsprechend unwahrscheinlich ist dann auch der Einsatz von Hlsarna in Deutschland zumindest bis 2035. Stattdessen ist die Option, eine bestehende Hochofenroute mit CCS nachzurüsten, wahrscheinlicher. Beim Hlsarna-Verfahren wird weiterhin Kohle als Energieträger und Reduktionsmittel genutzt. Aber anstatt der Kokerei, der Sinter-/Pelletieranlage und des Hochofens kommt ein spezieller Reaktor zum Einsatz, in dem das Eisenerz, dem bis zu 50 Prozent Schrott beigegeben werden können, bei sehr hohen Temperaturen in einem einzigen Prozessschritt direkt zu flüssigem Roheisen reduziert, was dann für die Weiterverarbeitung entnommen werden kann (Tata 2020). Hlsarna weist gegenüber der Hochofenroute geringere Prozesskosten und einen um 20 Prozent verringerten Energieverbrauch sowie CO₂-Emissionen auf. Das Verfahren eignet sich wegen seines relativ reinen CO₂-Abgasstroms gut für die Kombination mit CCS, wodurch sich gegenüber der Hochofenroute bis zu 86 Prozent der CO₂-Emissionen abscheiden (und speichern) lassen (Agora 2019).

3.2 Zementherstellung

Diese Studie erfasst die Zementherstellung und die damit in direktem Zusammenhang stehenden Anlagen sowie Arbeitsschritte. Diese sind v. a.:

- Herstellung von Zementklinker durch Brennen von Kalkstein und Ton in Drehrohröfen
- Mahlen von Rohstoffen wie Puzzolan, Kalkstein, Gips und Zementklinker je nach Zementart

Der Wirtschaftszweig WZ08-23.51 Herstellung von Zement (ohne Kalkherstellung) umfasst die Herstellung von Klinker und hydraulischen Zementen einschließlich Portlandzement, Tonerdeschmelzzement, Hüttenzement und Superphosphatzement. Diese Unterklasse umfasst folgende Aktivitäten *nicht* (Destatis 2008):

- Herstellung von feuerfesten Mörteln, Feuerbeton usw. (s. 23.20.0)
- Herstellung von Transportbeton und -mörtel sowie Mörtel in Pulverform (s. 23.63.0, 23.64.0)
- Herstellung von Erzeugnissen aus Zement (s. 23.69.0)
- Herstellung von Knochen- und Dentalzementen (s. 32.50.1)

Die oben gelistete Produktionsaktivitäten – Herstellung von Zementklinker und Mahlen von Rohstoffen - werden im Kontext der vorliegenden Studie in vollem Umfang berücksichtigt, wodurch Statistiken, Informationen sowie Energieverbräuche aus WZ08-23.51 für den Teil Zementherstellung vollinhaltlich verwendet werden.

3.2.1 Ökonomische Kenngrößen

Die Branche WZ08-23.51 ist gesamtwirtschaftlich von sehr untergeordneter Bedeutung. Im Jahr 2021 waren lediglich 0,02 Prozent aller in Deutschland beschäftigten Personen in der

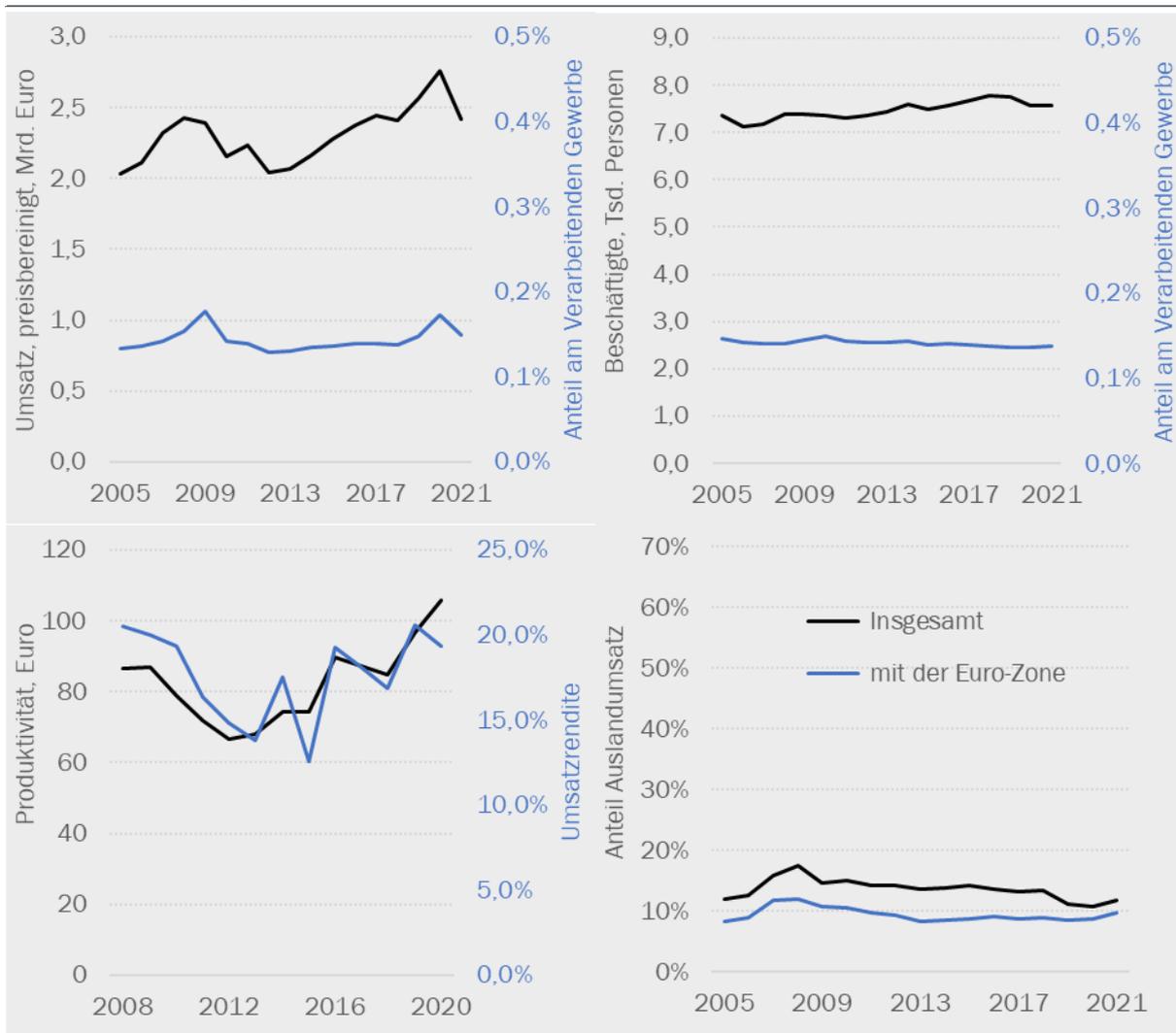
³ Eine Überschlagsrechnung verdeutlicht die für die Stahlproduktion benötigten Mengen an Holz: Bei einem heutigen Kohle- bzw. Koksbedarf von rund 300 PJ für die deutschen Hochofen und einer Holzverkokungseffizienz von üblicherweise 35 % würden rund 860 PJ Holz benötigt. Das entspricht etwa dem gesamten deutschen Biomasse-Reststoffpotenzial zur Energieerzeugung, welches ein Primärenergieäquivalent von rund 900 PJ aufweist (UBA 2019).

Zementherstellung tätig (Anteil am Verarbeitenden Gewerbe: 0,14 Prozent) (Abbildung 7 oben links). Dies entspricht einem Beschäftigtenstand von rund 7.600 Personen (Abbildung 7 oben rechts). Die um Preisveränderungen bereinigte Umsatzentwicklung zeigte in den letzten Jahren einen leichten Aufwärtstrend, im Schnitt wurden Zementprodukte im Wert von 2,3 Mrd. Euro pro Jahr umgesetzt.

Abbildung 7: Historische ökonomische Kenngrößen Zementherstellung

2005 bis 2021, Branche WZ08-23.51 Herstellung von Zement

oben links: Umsatz (preisveränderungsbereinigt) / oben rechts: Beschäftigung / unten links: Produktivität (Bruttowertschöpfung je Beschäftigtenstunde) und Umsatzrendite / unten rechts: Anteil Auslandsumsatz



Quelle: Eigene Darstellungen auf Basis von (Statistisches Bundesamt 2022a-c)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Der Fokus des Absatzes liegt auf dem Binnenmarkt: Rund 77 Prozent des Umsatzes der letzten Jahre wurden im Inland erzielt (Abbildung 7 unten rechts). Der weit überwiegende Teil der Exporte geht in Länder der Euro-Zone bzw. der Europäischen Union. Im Inland wird die Produktion der Branche fast ausschließlich als Vorleistung für die Baubranche verwendet. In Relation zu den anderen beiden hier betrachteten Grundstoffindustrien ist insbesondere die hohe Umsatzrendite

auffällig (Abbildung 7 unten links). Eine mögliche Ursache hierfür ist eine geringe Wettbewerbsintensität auf dem (deutschen) Markt für Zementprodukte.

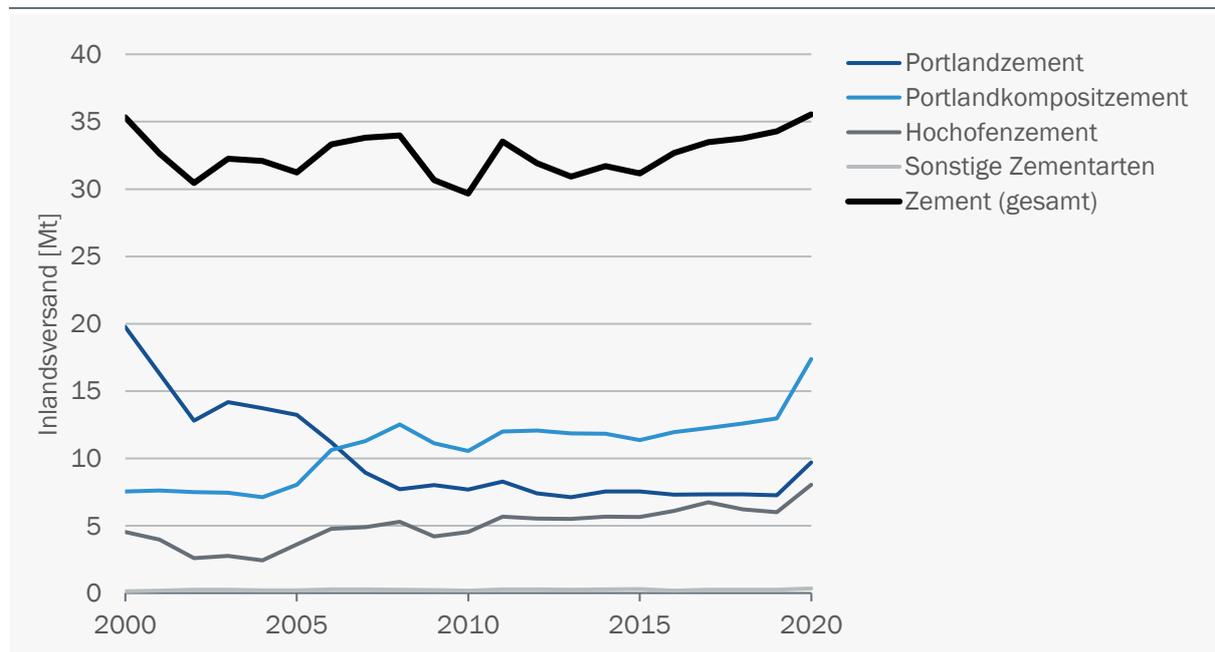
3.2.2 Heutige Produktion

Produktionsmenge und Produktionsanlagen

Die Gesamtproduktion in Deutschland im Jahr 2020 betrug ca. 35,5 Million Tonnen, bei einem Gesamtumsatz, ohne Mehrwertsteuer, von ca. 3,1 Milliarden Euro. Davon wurden rund 6 Millionen Tonnen exportiert. Die Importmenge lag bei 1,1 Millionen Tonnen. Die historische Entwicklung der Zementproduktion ist in Abbildung 8 dargestellt. Die Zementsorte Portlandkompositzement (CEM II) weist die Hälfte des Inlandsversandes aus, die Zementsorten Portlandzement (CEM I) und Hochofenzement (CEM III) liegen jeweils bei ca. 27 bzw. 22 Prozent. Der Anteil von klinkerreichem Portlandzement sank von 2000 bis 2008 stetig. Der Inlandsversand von Portlandkompositzement sowie Hochofenzement (CEM II und CEM III) stieg jedoch an, sodass seit 2005 (mit kleinen Schwankungen) der über die Sorten kumulierte Inlandsversand relativ stabil bei über 25 Mt lag; der Anfang sowie das Ende des betrachteten Zeitraums (2000–2020) stellen hier Ausreißer nach oben dar.

Abbildung 8: Zementproduktion nach Zementarten

von 2000 bis 2020 in Mio. t pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (VDZ)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Rund ein Drittel des Zementverbrauchs lässt sich dem Bereich Nichtwohngebäude zuordnen. Der Wohnungsbau verbraucht ca. weitere 31 Prozent und der Tiefbau benötigt die restlichen 35 Prozent (VDZ 2021a). Es wird angenommen, dass v. a. erhöhte Bauaktivität in den Bereichen Wohnungsbau sowie Nichtwohnbau für einen Anstieg der Produktion (2020) verantwortlich sind. Auch 2021 dürfte die Zementherstellung mit Blick auf die Bauindustrie (HDB 2022) hoch bleiben.

Kurzfristprognosen sind aufgrund mehrerer Unsicherheitsfaktoren (Corona-Pandemie, Ukraine-Krise und Preise) schwierig, es wird jedoch von einem (leichten) Nachlassen der Bauinvestitionen sowie einem entsprechenden Rückgang der Zementherstellung ausgegangen (VDZ 2021a). Der Ukrainekrieg hat enorme Konsequenzen auf das Erdgasangebot und daher auf den Energiepreise. Die stark gestiegenen Erdgas- und Strompreise resultieren in gestiegenen Klinkerpreisen und entsprechend Baustoffpreisen. Erhöhte Energiepreise werden auch in den kommenden Jahren erwartet. Diese erhöhten Baustoffpreise können zu sinkender Bauaktivität im laufenden sowie eventuell in den nächsten Jahren führen.

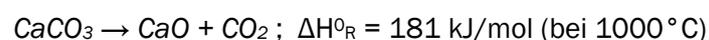
In Deutschland produzieren 21 Unternehmen an 54 Werken verschiedene Zementarten; es wird an 34 Standorten Zementklinker hergestellt (Tabelle 13). Jedes Zementwerk hat eigenes Zement-Portfolio. Bei der Berechnung gehen wir von einem Einheitszement oder einem durchschnittlichen Zement, weil uns das Portfolio nicht zur Verfügung steht. Die Produktionsmenge dieses Einheitszement im Jahr 2020 wurde anhand der durchschnittlichen THG-Emissionen je Tonne Einheitszement und den THG-Emissionen für das Jahr 2020 ermittelt (EEA 2022).

Laut der Tabelle 13 wird ca. 62 Prozent der gesamten Zementherstellung in Deutschland von vier Konzernen, nämlich HeidelbergCement AG (24 %), Dyckerhoff GmbH (Buzzi Unicem) (ca. 17 %), SCHWENK Zement KG (ca. 13 %) und Holcim (Deutschland) GmbH (8 %), gedeckt. Die Unternehmen Dyckerhoff GmbH und HeidelbergCement AG haben bereits Netto-Null-Strategien (bis 2050) kommuniziert ((HeidelbergCement 2022), (Dyckerhoff 2022)). Im Mittel haben die Zementwerke eine Lebensdauer von ca. 60 Jahren. Der derzeitige Reinvestitionsbedarf bis 2030 umfasst eine Anlagenkapazität von ca. 10,5 Mt Zement oder ca. 30 Prozent der Gesamtkapazität der Anlagen (Agora 2019).

Produktionsverfahren

Die Zementherstellung umfasst v. a. Vorgänge der Materialbereitstellung und -mischung, des Mahlens, des Brennens (Kalzinieren, Sintern), Mischen/Mahlens mit anderen Bestandteilen und der Lagerung. Die verschiedenen Zementsorten unterscheiden sich dabei v. a. in deren Zusammensetzung.

Die ersten Schritte der Zementherstellung sind die Gewinnung der (natürlichen) Rohmaterialien (v. a. Kalkstein und Ton) aus Steinbrüchen sowie die anschließende Zerkleinerung und Rohstoffmischung zum sog. Rohmehl. Dieses Rohstoffgemisch besteht vorwiegend aus Kalkstein (Calciumcarbonat, CaCO_3) als Quelle für Calciumoxid (Branntkalk, CaO), Siliziumdioxid (SiO_2), Aluminiumoxid (Tonerde, Al_2O_3) und Eisenoxid (Fe_2O_3). Vor dem Brennen wird das Rohmehl im Zyklon-Vorwärmer mittels der Abgase aus dem Brennprozess vorgewärmt. Anschließend wird das vorgewärmte Rohmehl im sog. Kalzinator auf ca. 900°C erhitzt. Dabei wird der Kalkstein größtenteils entsäuert und in Branntkalk (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) umgewandelt (s. u.). Im nächsten Schritt wird das Material im Drehofen auf ca. 1.450°C gebracht. Dieses Erhitzen des pulverförmigen Materials dient der Sinterung, wobei sich neue Verbindungen bzw. Klinkerphasen aus Calciumoxid, Calciumsilikate und Calciumaluminat bilden (Beton 2022). In den angeführten beiden Teilprozessen wird durch die Kalzinierung des Kalksteins zu Branntkalk-Fragment CO_2 als Nebenprodukt erzeugt, was (bislang) vorrangig als Prozessemissionen der Zementherstellung an die Umwelt abgegeben wird:



Der produzierte Zementklinker wird anschließend im Klinkerkühler gekühlt, gemahlen und in Klinkersilos gelagert. Im nächsten Schritt werden je nach Zementart die Hauptbestandteile zum

Klinker hinzugefügt und zusammen in einer Zementmühle gemahlen. Das Produkt wird dann in Zementsilos gelagert und zur Auslieferung sowie Nutzung bereitgestellt (Agora 2019).

Tabelle 13: Aktive Zementklinkerwerke in Deutschland

Stand 2020

Unternehmen	Standort	THG-Emissionen [kt CO ₂ e/a]	Produktionsmenge [kt Zement/a]*
CEMEX Zement GmbH	Rüdersdorf, BB	1.259	2.221
Dyckerhoff GmbH	Amöneburg, HE	196	346
Dyckerhoff GmbH	Lengerich, NW	1.071	1.889
Dyckerhoff GmbH	Geseke, NW	313	552
Dyckerhoff GmbH	Göllheim, RP	705	1.244
Dyckerhoff GmbH	Niedersorschel-Deuna, TH	1.087	1.917
HeidelbergCement AG	Schelklingen, BW	821	1.447
HeidelbergCement AG	Burglengenfeld, BY	810	1.429
HeidelbergCement AG	Triefenstein-Lengfurt, BY	739	1.303
HeidelbergCement AG	Hannover, NI	617	1.087
HeidelbergCement AG	Ennigerloh, NW	386	681
HeidelbergCement AG	Geseke, NW	746	1.316
HeidelbergCement AG	Paderborn, NW	287	506
HeidelbergCement AG	Leimen, BW	382	673
Holcim (Deutschland) GmbH	Weste-Höver, NI	570	1.005
Holcim (Deutschland) GmbH	Lägerdorf, SH	1.066	1.879
Holcim (Süddeutschland) GmbH	Dotternhausen, BW	451	796
Holcim WestZement GmbH	Beckum, NW	549	968
Märker Zement GmbH	Harburg, BY	654	1.153
OPTERRA Wössingen GmbH	Wössingen, BW	461	813
OPTERRA Zement GmbH	Karsdorf, SH	895	1.578
Phoenix Zementwerke Krogbeumker GmbH & Co. KG	Beckum, NW	304	536
Portland Zementwerke Seibel und Söhne GmbH & Co. KG	Erwitte, NW	n. b.	n. b.
Portlandzementwerk Wittekind Hugo Miebach Söhne KG	Erwitte, NW	533	941
Portlandzementwerk Wotan H. Schneider K.G.	Üxheim, RP	160	283
SCHWENK Zement KG	Allmendingen, BW	701	1.236
SCHWENK Zement KG	Mergelstetten, BW	579	1.021
SCHWENK Zement KG	Karlstadt, BY	582	1.026
SCHWENK Zement KG	Bernburg (Saale), ST	774	1.366
Solnhofer Portland - Zementwerke GmbH & Co. KG	Solnhofen, BY	305	538
Spenner GmbH & Co. KG	Erwitte, NW	599	1.056
Südbayerisches Portland-Zementwerk Gebr. Wiesböck & Co. GmbH	Rohrdorf, BY	823	1.451
thomas zement GmbH & Co. KG	Erwitte, NW	390	688
Zement- und Kalkwerke Otterbein GmbH & Co. KG	Großenlüder, HE	130	229
#34		Σ 19.954 / Ø 587	Σ 35.177 / Ø 1.035

*) Die berechnete Produktionsmenge bezieht sich auf eine durchschnittliche und nicht auf eine spezifische Zementart.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (VDZ 2021a), (VDZ 2021b) und (EEA 2022)

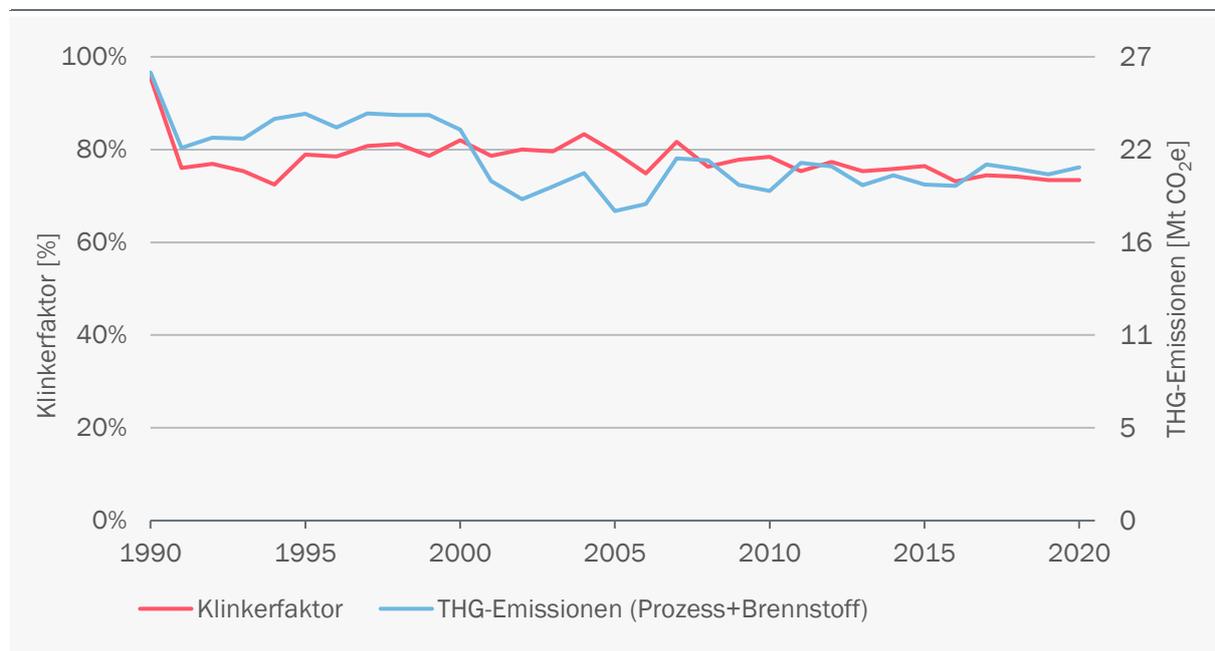
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Energiebedarf und Treibhausgasemissionen

Die Herstellung von Zement ist ein sehr energie- und emissionsintensiver Prozess. Trotz der Abwärmenutzung durch Vorwärmung betrug der Bedarf an thermischer Energie für die Produktion einer Tonne Zement im Jahr 2020 2,4–2,7 GJ/t (VDZ 2021b, Prognos et al. 2021b). Zudem wird sowohl prozess- als auch brennstoffbedingt CO₂ (und geringfügig andere THGs) emittiert. Die brennstoffbedingten Emissionen entstehen durch Verbrennung von fossilen, biogenen sowie alternativen Brennstoffen. Als fossile Brennstoffe werden v. a. Braunkohle, Steinkohle und Mineralölprodukte wie Petrolkoks und Heizöle eingesetzt, die insgesamt einen Anteil von ca. 46 Prozent des Brennstoffeinsatzes für die Zementherstellung ausmachen. Biogene Brennstoffe (z. B. biogener Anteil des Abfalls, Deponiegas, feste biogene Stoffe und Klärschlamm) werden in letzter Zeit vermehrt verwendet und entsprechen einem Anteil von ca. 17 Prozent des gesamten Brennstoffeinsatzes. Alternative Brennstoffe sind v. a. folgende Abfall-Produkte: Altreifen, Altöl, Tiermehle, aufbereitete Fraktionen aus Gewerbe und Siedlungsabfällen. Der Anteil an alternativen Brennstoffen für die Zementherstellung ist in den letzten Jahren gestiegen und beträgt derzeit ca. 38 Prozent (Prognos et al. 2021b). Zudem wird elektrische Energie derzeit hauptsächlich für die Aufbereitung der Rohstoffe, für das Brennen und Kühlen des Klinkers und für das Zerkleinern und das Mahlen von Zementen eingesetzt. Im Jahr 2020 wurden etwa 13,2 PJ elektrische Energie für die Zementherstellung aufgewendet. Der spezifische Strombedarf je Tonne (durchschnittlichen) Zements beträgt derzeit rund 400 MJ/t Zement (Prognos et al. 2021b, VDZ 2021a).

Abbildung 9: Klinkerfaktor und THG-Emissionen der Zementherstellung

von 1990 bis 2020, linke Achse: Klinkerfaktor in Prozent, rechte Achse: THG-Emissionen in Mt CO₂e



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Berechnung und (VDZ 2021)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die brennstoffbedingten Emissionen machen einen Anteil von ca. 36 Prozent der Gesamtemissionen der Zementherstellung aus. Die restlichen 66 Prozent der Gesamtemissionen sind prozessbedingt und werden v. a. im Kalzinator (Entsäuerungsgrad 80 % und höher) und im Drehofen verursacht (s. o.) (VDZ 2020). Im Jahr 2020 lagen die gesamten Emissionen bei etwa 20,2 Millionen

Tonnen (UBA 2022a). Die (indirekt) durch den Stromeinsatz verursachten Emissionen sind hier nicht inkludiert. Abbildung 9 zeigt, dass der durchschnittliche Klinkeranteil des Zements aus deutschen Zementwerken und daher ebenso die spezifischen Prozessemissionen je Tonne Zement langsam aber über den Betrachtungszeitraum stetig abnehmen. Tabelle 14 präsentiert wichtige Kenngrößen für die derzeitige Zementherstellung in Deutschland und Tabelle 15 nennt die wesentlichen Kenngrößen der derzeit hergestellten Zemente.

Tabelle 14: Kenngrößen derzeitiger Zementherstellung in Deutschland

Aktueller Stand und Entwicklung für den Referenzpfad

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t Zement	2,36	2020	-0,31 %/a ¹⁾	(Prognos et al. 2021b), (Cement 2013)
	GJ/t Klinker	3,22			
Strombedarf	GJ/t Zement	0,37	2020	-0,64 %/a ²⁾	(Prognos et al. 2021b), (Cement 2013)
Emissionen	kg CO ₂ /t Klinker	805	2020	-	(VDZ 2020)
davon prozessbedingt	kg CO ₂ /t Klinker	530	2020	-	(VDZ 2020)
davon brennstoffbedingt	kg CO ₂ /t Klinker	275	2020	-	(VDZ 2020)
Lebensdauer	a	60		-	(Agora 2019)
Investitionskosten	€/t Zement	16,0	2019	-	(Agora 2019)
mittlerer Klinkerfaktor	%	71	2020	-	eigene Berechnung, (Prognos et al. 2021b)

¹⁾ Effizienzsteigerung von den Öfen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 10 %

²⁾ Effizienzsteigerung von den Walzen und Mühlen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 21 %

Quelle: Eigene Darstellung nach (VDZ 2020), (VDZ 2021a), (VDZ 2021b)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 15: Kenngrößen für die heute verfügbaren Zemente

Aktueller Stand und Entwicklung für die Referenzpfad

Kenngröße	Einheit	CEM I Portland- zement	CEM II Kom- posit- zement	CEM III Hochofen- zement	Entwick- lung	Quelle(n)
Klinkeranteil (im Mittel)	%	95	78,5 (A+B) 50 (C)	49	konst.	(HeidelbergCement 2023)
Brennstoffbedarf	GJ/t Zement	3,16	2,61 (A+B) 1,66 (C)	1,63	-0,31% ¹⁾	(Cement 2013)
Strombedarf ⁴⁾	kWh/t Ze- ment	ca. 100	ca. 100	ca. 100	-0,64% ²⁾	(Cement 2013)
Emissionen, Prozess ⁴⁾	t CO ₂ e/t Ze- ment	0,50	0,42 (A+B) 0,27 (C)	0,26	konst.	(UBA 2022c)
Emissionen, Brennstoff ^{3,4)}	t CO ₂ e/t Ze- ment	0,26	0,21 (A+B) 0,13 (C)	0,13	nach Brenn- stoffmix	(AG Energiebilanzen 2022a)

¹⁾ Effizienzsteigerung der Öfen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 10 % / ²⁾ Effizienzsteigerung der Walzen und Mühlen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 21 % / ³⁾ bezieht sich nur auf fossile (ohne biogene) Emissionen / ⁴⁾ anhand Klinkeranteil berechnet

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abhängigkeiten

Die Zementproduktion ist stark von der Verfügbarkeit von Kalkstein abhängig und daher sind die Produktionsstandorte dort angesiedelt, wo das Rohmaterial verfügbar ist (Agora 2019). Darüber hinaus profitieren die Unternehmen davon, dass der Transport zu den Nachfragemärkten günstig ist. Neben Kalkstein und Ton ist der Hüttensand einer der wichtigen Bestandteile des Zements, besonders von Hochofenzement (CEM III). Die Verfügbarkeit von Hüttensand ist in der Zukunft stark von der Entwicklung und Dekarbonisierung der Stahlindustrie abhängig. Zusätzlich spielen biogene Brennstoffe eine wichtige Rolle, um die brennstoffbedingten Emissionen zu reduzieren. Diese sind aber nur begrenzt für die Zementindustrie vorhanden. Auswirkungen, Chancen und Risiken der Transformation werden in Kapitel 6 dargestellt.

Minderungsziele

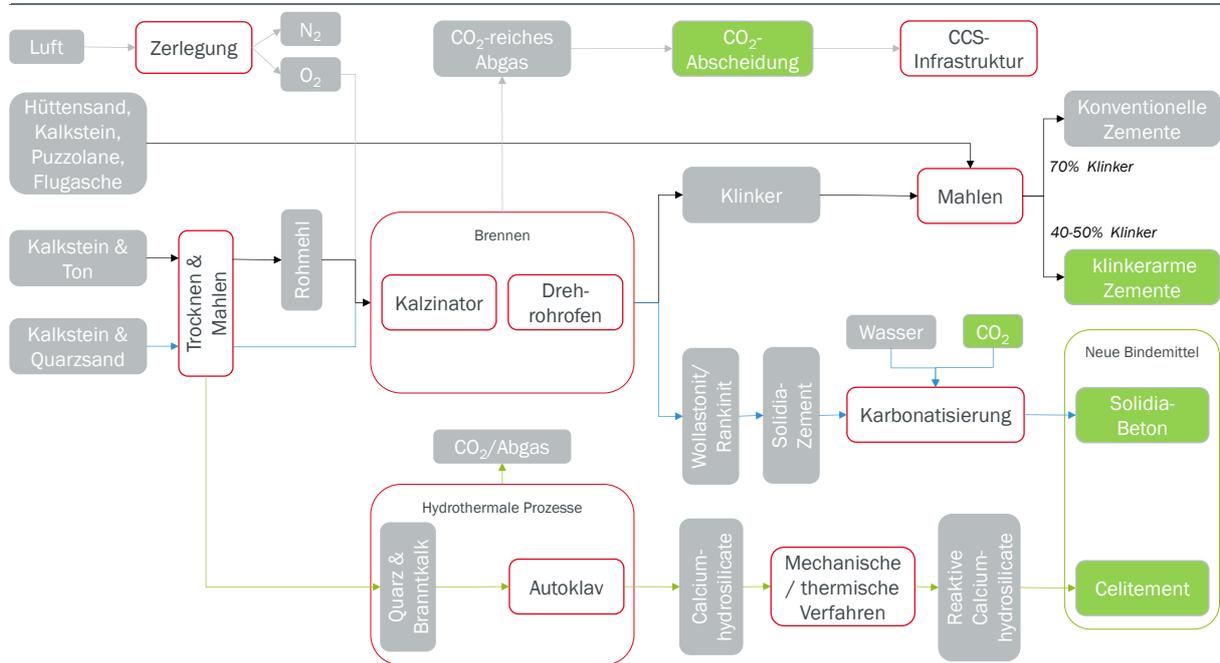
Für die Zementproduktion existieren keine expliziten sowie verbindlichen spezifischen Ziele oder Zwischenziele bzgl. Minderung der THG-Emissionen. Damit ordnet sich die Branche in die Sektorziele der Industrie für 2030 (58 Prozent Reduktion ggü. 1990) ein (UBA 2022b). Mit Blick auf die bisherige Entwicklung der Emissionen sowie entsprechende Maßnahmen, wie Einsatz alternativer und biogener Brennstoffe sowie klinkerarmer Zemente, können die brennstoffbedingten Emissionen weiterhin reduziert werden. Leider sind diese Maßnahmen jedoch nicht ausreichend für das Erreichen der Sektorziele. V. a. die Prozessemissionen bleiben vorwiegend bestehen, wodurch der Einsatz von CCS unvermeidbar scheint. Die Investitionen in die CCS-Infrastruktur werden vermutlich ab 2025 langsam anlaufen. Von 2030 bis 2040 wird entsprechend den unterstellten Entwicklungspfaden (vgl. Abschnitt 4.3.3) jedoch die Reduktion eines Großteils der Emissionen antizipiert – bis 2050 sogar mit Emissionen unter Netto-Null.

3.2.3 Vermeidungstechnologien

In diesem Abschnitt werden die Technologien betrachtet, die die Dekarbonisierung der Zementindustrie ermöglichen. Es handelt sich um folgende Technologien: Oxyfuel-CCS, klinkerarme Zemente sowie neue Bindemittelsysteme. Andere alternative Technologien, wie die Elektrifizierung der Entsäuerung via LEILAC-Prozess (Low Emissions Intensity Lime and Cement) oder elektrische Drehrohröfen, werden in dieser Studie nicht betrachtet, da sie besonders hohe Investitionen erfordern. Außerdem nullt der elektrische Drehrohröfen lediglich die verbrennungsbedingten Emissionen – die aus der Entsäuerung des Kalksteins stammenden prozessbedingten Emissionen bleiben bestehen –, und der LEILAC-Prozess ist optimiert auf einen hochreinen CO₂-Strom, impliziert also zusätzlich die anschließende Kohlenstoffabscheidung.

Abbildung 10: Routen der Zement-Produktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten

Aktuelle sowie potenzielle Routen (für Deutschland), vereinfachte Darstellung



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Im Folgenden wird auf drei der vielversprechendsten Vermeidungstechnologien steckbriefartig eingegangen.

Oxyfuel-CCS

In der vorliegenden Studie wird die Oxyfuel-Technologie in Kombination mit CO₂-Abscheidung (CCS/CCU, s. u.) als eine der drei vielversprechendsten Vermeidungstechnologien betrachtet. Im Oxyfuel-Verfahren wird für die Brennprozesse des Klinkers statt Umgebungsluft Sauerstoff verwendet. Für die Umsetzung der Oxyfuel-Technologie ist v. a. eine Nachrüstung des (konventionellen) Drehrohrföfens sowie des Kalzinators notwendig. Zudem kann der entsprechende Sauerstoff über eine Luftzerlegungsanlage bereitgestellt werden. Um die Temperatur der Verbrennung mit Sauerstoff zu reduzieren, wird abgekühltes Rauchgas/Abgas recirkuliert. Die Konzentration von Kohlendioxid im Rauchgas steigt dadurch deutlich bis auf über 80 Prozent an. Ein Teil des CO₂-reichen Rauchgasstroms wird in eine Abscheidungsanlage geleitet, wo das CO₂ vom Rauchgas abgetrennt, gereinigt und komprimiert wird. Mittels eines Leitungssystems wird das CO₂ infolge zur Speicherung/Nutzung abtransportiert. Mit Carbon Capture and Storage (CCS) wird genau auf derartige Verfahren zur Abscheidung von CO₂, in diesem Fall aus dem Abgas von Zementofenanlagen, und dessen langfristiger Speicherung verwiesen. Die Speicherung erfolgt dabei geologisch oder mineralogisch. Eine weitere Möglichkeit ist die physikalische oder chemische Nutzung des abgeschiedenen CO₂ in (langlebigen) Produkten – Carbon Capture and Utilization (CCU) genannt, gesammelt auch CCUS (VDZ 2020).

Tabelle 16: Kenngrößen Oxyfuel-CCS

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/ t Klinker	0 ¹⁾	2020	-	(VDZ 2020)
Strombedarf	MJ/t Klinker	698 ²⁾	2020	konst.	(VDZ 2020)
Sauerstoffbedarf	t/t Klinker	0,25–0,30	2020	konst.	(VDZ 2020)
Technology-Readiness-Level (TRL)	-	6	2019	-	(Agora 2019)
Abscheiderate	%	90	2020	Pfad A: 99 % Pfad B: 95 % bis 2045	(Agora 2019), Annahme
Erwartete Marktreife	-	2025- 2030	2019	-	(Agora 2019)
Lebensdauer	a	30	-	konst.	Annahme
Investitionskosten, Oxyfuel	€/t Klinker	121,3 ³⁾ 100–130	2030 -	-1,0 % ⁴⁾	(ECRA 2017) (Agora 2019)
Investitionskosten, CO ₂	€/t CO ₂	47,5	2030	konst.	(ECRA 2017)
davon CO ₂ -Transport und -Aufbereitung	€/t CO ₂	35	2030	konst.	(ECRA 2017)
davon CO ₂ -Speicherung	€/t CO ₂	12,5	2030	konst.	(ECRA 2017)

¹⁾ keinen zusätzlichen Brennstoffbedarf durch Oxyfuel-CCS / ²⁾ Inklusiv der Strombedarf zur Luftzerlegung, Abscheidung, Reinigung und Kompression des CO₂, zusätzlich zu dem Stromverbrauch zur Zementherstellung / ³⁾ Mittelwert von Investitionen für Neuinstallation und Retrofit wegen Umstellung auf Oxyfuel-CCS; Investitionskosten umfassen Sauerstoffversorgung, CO₂-Reinigung und -Kompression / ⁴⁾ Eine Reduktion der Investitionskosten im Zeitverlauf wird nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass der Großteil um das Jahr 2030 stattfindet.

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

- **Emissionsreduktionspotenzial:** Das Oxyfuel-CCS-Verfahren weist anfangs eine Abscheiderate von 90 Prozent auf. Theoretisch entspricht das einer Emissionsreduktion von knapp 97 % bzw. ca. 0,76 t CO₂e/t Zement unter Berücksichtigung der derzeitigen Energieträgerstruktur (d. h. inkl. Verrechnung der Biomasse-Senke). Eine Umstellung aller deutscher Werke entspricht einer Emissionsminderung von ca. 20 Mt CO₂e/a. Bei fossiler Stromerzeugung verursacht der Strombedarf des Verfahrens zusätzliche vorgelagerte Emissionen.
- Der **Energiebedarf** der Oxyfuel-CCS-Technologie ist wesentlich höher als der des beschriebenen konventionellen Produktionsverfahrens. Die Oxyfuel-Technologie (besonders die Luftabscheidung und die Reinigung) bewirkt eine Verdoppelung des spezifischen Strombedarfs pro Tonne Klinker (ECRA 2017). Der thermische Energiebedarf für die Klinkerherstellung bleibt nahezu gleich. Der Energiebedarf des CCS-Verfahrens umfasst den Stromeinsatz für die Abscheidung, die Reinigung und die Verdichtung. Bezogen auf eine Tonne Zementklinker wird dadurch mehr als eine Verdoppelung des elektrischen Energiebedarfs erwartet – d. h. eine Erhöhung um 698 MJ/t Zementklinker (VDZ 2020).
- **Entwicklungsstand:** Das CCS-Verfahren wird derzeit intensiv sowohl von Unternehmen der Zementindustrie aber auch von vielen anderen Unternehmen erforscht. Eine Marktreife wird zwischen 2025 und 2030 erwartet (Agora 2019). Die Pfade unterstellen unterschiedliche Hochlaufpfade für den CCS-Einsatz. Tabelle 17 gibt eine Übersicht über Demonstrations- und Pilotprojekte.
- Die **Wirtschaftlichkeit** von dieser Vermeidungstechnologie ist stark von der Entwicklung einer CO₂-Infrastruktur abhängig. Darüber hinaus spielen die Strompreise und die CO₂-Bepreisung wesentliche Rollen. Die Investitionskosten für ein Referenz-Zementwerk beträgt ca. 16 €/t Zement (Agora 2019) oder ca. 23 €/t Klinker. Im Vergleich dazu wird 2030 eine

Installation der Oxyfuel-Technologie etwa 121 €/t Klinker bzw. fünfmal mehr kosten. Es wird erwartet, dass die Investitionskosten bis zum Jahr 2050 auf 100 €/t Klinker sinken werden (Mittelwert, ECRA 2017). Die Betriebskosten des Oxyfuel-CCS-Systems sind hauptsächlich die Stromkosten, welche mit steigender CO₂-Abscheidung und mit steigendem Strompreis stetig zunehmen. Die CO₂-Bepreisung und die sinkende Anzahl an frei zugeteilten Zertifikaten für die Zementindustrie verursachen enorme CO₂-Kosten für die Zementhersteller. Die Parität von CO₂-Kosten und CO₂-Gutschriften (durch negative Abscheidung) wird je nach Entwicklung der Pfade bis spätestens 2045 erreicht.

- **Förderinstrumente:** Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 wurde durch die Bundesregierung ein Förderprogramm zur Vermeidung von prozessbedingten Emissionen der Grundstoffindustrie beschlossen. Dabei werden Projekte von energieintensiven Unternehmen gefördert, die das Ziel verfolgen, THG-Emissionen aus industriellen Quellen mittels CCS/CCU dauerhaft zu speichern oder zu nutzen. (BMWK 2022)
- **Hemmnisse:** Es wird künftig ein Pipelinesystem erforderlich sein, um die entsprechenden CO₂-Mengen aus der Zementproduktion transportieren zu können. In der Übergangszeit kann der CO₂-Transport auf die Verfügbarkeit von Lkw, Zügen und ggf. Schiffen (Fluss-/Seetransport) angewiesen sein. Die Entwicklung der entsprechenden CO₂-Infrastruktur könnte zu einem Flaschenhals für die Umsetzung der Kohlenstoffabscheidung in der Prozessindustrie werden, v. a. was deren Zeitaufwand betrifft. Ihre Verfügbarkeit könnte zu einer strategischen Frage für die Anwendbarkeit der CO₂-Abtrennung für Anlagen im Inland werden (ECRA 2017). Eine Unterstützung für CCUS-Technologien sowie Maßnahmen zur Förderung der Wirtschaftlichkeit dieser Technologien (z. B. staatliche Beihilfen) sind dringend erforderlich. Cembureau fordert die Ausarbeitung eines WTO-kompatibler Mechanismus zur Begrenzung von CO₂-Emissionen, der bis mindestens 2030 parallel zu den Maßnahmen des Emissionshandelssystems bestehen muss (Cembureau 2020). Die heutige Rechtslage in Deutschland ermöglicht de facto keine CO₂-Speicherung an Land (VDZ 2020).
- **Sekundäreffekte:** Die Oxyfuel-Technologie ermöglicht bis 2030 eine kumulierte Investition von 1,9 Milliarden Euro. Damit werden ca. 9.000 Arbeitsplätze im Baugewerbe und im Betrieb jeweils erzeugt (Capgemini 2020). Die Umstellung des Großteils der deutschen Zementwerke um die CO₂-Abscheidetechnologie bedeutet einen neuen Verfahrensschritt. Dieser Verfahrensschritt, der derzeitige Schritte in der Zementherstellung nicht ersetzt, sondern um einen weiteren Schritt ergänzt, muss betrieben und gewartet werden, was mit einem zusätzlichen Personalaufwand einhergeht.
- **Produktionsverlagerung:** Durch den bis 2045 angenommenen Rückgang des Klinkerbedarfs werden zukünftig voraussichtlich weniger Öfen betrieben werden, d. h. einige Öfen werden spätestens beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer nicht reinvestiert. Die Anbindungsmöglichkeit an eine CO₂-Infrastruktur wird wahrscheinlich einen wichtigen Standortfaktor bei der Entscheidung darstellen, ob ein Ofen weiter betrieben bzw. reinvestiert wird oder nicht. Zur Minderung der Kosten der CO₂-Infrastruktur ist in dem Zusammenhang mit einer gewissen räumlichen Konzentration der Klinkerherstellung zu rechnen. In dem Pfaden A und B wird keine Produktionsverlagerung angenommen.

Tabelle 17: Demonstrations- und Pilotanlagen Oxyfuel-CCS-Technologie

Stand 2022

Name des Projekts	Beschreibung	Quelle
CO2MENT	Im Rahmen des CO2MENT-Projekts in Kanada wird mit den Partnern Total und Svante eine innovative End-of-Pipe-Lösung für die CO ₂ -Entfernung und -Nutzung aus einem Zementwerk getestet. Total und Svante – zusammen mit Oxy Low Carbon Ventures, LLC – sind Partner bei einer gemeinsamen	(Holcim 2022)

	Studie über eine kommerzielle Kohlenstoffabscheidungsanlage im Holcim-Portlandzementwerk in Florence, Colorado (USA), um CO ₂ dauerhaft unterirdisch zu binden.	
CEMCAP	CEMCAP ist ein von Horizon-2020 finanziertes Projekt, das sich mit der CO ₂ -Abscheidung bei der Zementherstellung befasst. Das Hauptziel von CEMCAP ist es, den Einstieg in die großtechnische Umsetzung der CO ₂ -Abscheidung in der europäischen Zementindustrie vorzubereiten. Es sollen Abscheidungstechnologien für die Zementindustrie in einem industriell relevanten Umfeld demonstriert werden. In erster Linie werden bestehende Versuchsanlagen im Pilotmaßstab eingesetzt, die so angepasst werden, dass sie realistische Betriebsbedingungen in Zementwerken nachbilden. Ziel ist die kostengünstige und energieeffiziente Nachrüstung der Abscheidungstechnologien, wobei ein Schwerpunkt auf der Aufrechterhaltung der Produktqualität liegt.	(CEMCAP 2022)
Westküste100	Im Zuge des von LafargeHolcim in Deutschland geleiteten Projekts Westküste100 sollen bis 2030 1 Mt CO ₂ pro Jahr abgeschieden und zumindest ein Teil davon zur Herstellung von Kerosin verwendet werden. Das abgeschiedene CO ₂ kann auch in recyceltem Betongranulat genutzt werden, um die Materialfestigkeit zu erhöhen. Aktive Cluster zu diesem Thema sind Frankreich (Fastcarb-Projekt und Solidia-Tests), Deutschland (als Zielmarkt des Start-ups CarbonCure) und Schweden (als Zielmarkt des Start-ups CarbonCure).	(Holcim 2021)
ECRA CCS	ECRA arbeitet seit mehr als 10 Jahren an der Entwicklung von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung in der Zementindustrie, mit Fokus auf die Oxyfuel-Technologie: In dieser Zeit wurde ein Oxyfuel-Zementofen so weit entwickelt, dass diese Technologie im industriellen Maßstab vorliegt. Ein Projekt nutzt den Oxyfuel-Ansatz der ECRA unmittelbar: Vier ECRA-Mitglieder haben das Forschungsunternehmen CI4C (Cement Innovation for Climate) gegründet, dass die praktische Anwendbarkeit der Oxyfuel-Technologie beim Klinkerbrennprozess untersuchen soll. Die Versuche sollen in einem Zementwerk in Süddeutschland durchgeführt werden.	(CCUS 2022)

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Klinkerarme Zemente

Der Portlandzementklinker bleibt aller Voraussicht nach das entscheidende zementäre Bindemittel, aber dessen Anteil könnte durch Einsatz klinkerarmer Zemente noch reduziert werden. Wie Abbildung 9 zeigt, führt ein niedrigerer Anteil zu reduzierten Emissionen. Zudem liegt die Hoffnung der Zementindustrie auf neuen Kompositzementen (v. a. CEM II/C und CEM VI), die gegenüber konventionellen Kompositzementen (CEM II/A-M) einen beträchtlich niedrigeren Klinkeranteil aufweisen können. Tabelle 18 gibt einen Überblick über Zementarten, die als Vermeidungstechnologien betrachtet werden. Wie Tabelle 18 zeigt werden in den neuen Zementarten neben Klinker einige weitere Hauptkomponenten – Hüttensand (S), Flugasche (V) und kalzinierte natürliche Puzzolane (Q), die neu dazu kommen werden – als Zumahlstoffe für die Zementherstellung verwendet. Sie dürfen Anteile von maximal 44 Prozent aufweisen. Insgesamt wurden im Jahr 2020 rund 6,4 Mt Hüttensand, 0,25 Mt Flugasche und 0,04 Mt natürliche Puzzolane als Zumahlstoffe eingesetzt (VDZ 2022b).

Die sukzessive Dekarbonisierung der Stahlindustrie bzw. der Einsatz von DRI-Technologie führt zum Wegfall von Hüttensand, was die Zementindustrie zum Einsatz alternativer Zumahlstoffe zwingt. Aus derzeitiger Perspektive sind in den benötigten Mengen nur kalzinierte Tone, die aus minderwertigen Tonen hergestellt werden, als Alternative denkbar. Nachteilig an diesen Klinkererersatzstoffen ist, dass zu ihrer hydraulischen Aktivierung eine thermische Behandlung bei 700–

900 °C notwendig ist, was zu weiterem Energiebedarf und (derzeit) zu weiteren (brennstoffbedingten) Emissionen führt. Außerdem sind die kalzinierten natürlichen Puzzolane (Q) in der neuen Norm überhaupt nicht vorgesehen. Zemente mit kalzinierten natürlichen Puzzolanen werden derzeit v. a. in Mittelamerika und Indien erprobt. Insbesondere die Zulassung von CEM II/C-Q-LL mit Kalkstein als weiterer Komponente wird in Deutschland derzeit erhofft. Aus heutiger Perspektive scheint nach Aufnahme in die Norm eine stufenweise Zulassung möglich – zuerst eine bauaufsichtliche im Einzelfall, später eine allgemeine Zulassung für bestimmte Expositionsklassen.

Tabelle 18: Klinkerarme Zemente und deren Bestandteile

Bezeichnung	Bestandteile	Status Quo Zulassung
CEM II/C-S-LL	zulässiger Klinkergehalt: 50-64 % Hüttensand (16-44 %), feines Kalksteinmehl (6-20. %) und als Regler Gips	Nach DIN EN 197-5 seit Juli 2021 genormt CEM II/C-S-LL hat vom Deutschen Institut für Bautechnologie (DIBt) schon für bestimmte Expositionsklassen eine allgemeine bauaufsichtliche Zulassung erhalten.
CEM II/C-Q-LL	zulässiger Klinkergehalt: 50-64% kalziniertes Ton (Q) (16-44 %), Kalksteinmehl (LL) (max. 6-20 %), als Regler Gips	Derzeit (noch) nicht in der neuen DIN EN 197-5 aufgenommen und somit auch nicht vom DIBt zugelassen (damit hier reiner Modellzement)
CEM VI-S-LL	Klinkergehalt bis 35-49 % Hüttensand (S) (31-59 %), feines Kalksteinmehl (LL) (6-20 %), als Regler Gips.	Nach DIN EN 197-5 seit Juli 2021 genormt CEM VI haben im Gegensatz zu CEM II/C noch keine allgemeine Zulassung nach DIBt. Eine bauaufsichtliche Zulassung ist nur im Einzelfall perspektivisch möglich.
CEM VI-Q-LL	Klinker: 40 % calcierte Tone (Q) (35 %), feines Kalksteinmehl (LL) (20 %) und als Regler Gips (5 %)	Derzeit (noch) nicht in der neuen DIN EN 197-5 aufgenommen und somit auch nicht vom DIBt zugelassen (damit hier reiner Modellzement).

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der (TAB-intern 2022)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Für die zukünftige Abschätzung von Technologiepfaden muss davon ausgegangen werden, dass in CEM II/C- und CEM VI-Zementen Hüttensand soweit verfügbar und kalzinierte Tone (Q) neben Kalkstein (LL) oder natürlichen Puzzolanen (P) als Hauptkomponenten zugelassen und verwenden können. CEM II/C-Zemente sollen eher die Funktion einer Zwischenlösung haben. Nach VDZ-Angaben wird angenommen, dass er für den Zeitraum um 2030 der dominierende Zement im Portfolio sein und danach als Hauptlösung dem CEM VI Platz machen wird (VDZ 2020). Dieser wird noch geringere Klinkergehalte aufweisen und darum wird ihm 2045/2050 voraussichtlich die größte Bedeutung zukommen. Dementsprechend nimmt die Bedeutung der klinkerreichen Zemente CEM I und CEM II/A + B sukzessive ab. Tabelle 19 fasst Kenngrößen dieser Zementarten zusammen. Dabei ergibt sich die Schwierigkeit, dass für die neuen klinkerarmen Kompositzemente CEM II/C und CEM VI derzeit noch keine publizierten Daten zu Kenngrößen vorliegen und diese im Rahmen dieses Projektes durch Modellrechnungen auf der Basis plausibler Annahmen abgeschätzt werden müssen. Entsprechende Rechnungen wurden vom TAB intern durchgeführt und Prognos für dieses Gutachtens zur Verfügung gestellt (TAB-intern 2022).

- Das **Emissionsreduktionspotenzial** bezogen auf die klinkerarmen Zemente ist hauptsächlich abhängig von deren Klinkeranteil und zusätzlichem Brennstoffbedarf für die Kalzinierung (für tonhaltige Zemente, CEM II/C-Q-LL und CEM VI-Q-LL). Die rohstofflichen CO₂-Emissionen

beziehen sich für die modellierten „CEM II/C“ auf den nach EN 197-5 zulässigen Klinkeranteil von 50 % und bei den Zementen, die „CEM VI“ abbilden sollen, bei 40 %. Diese stehen in Relation zu einem gemittelten Referenz-Zement 2020 mit einem Klinkeranteil von 70 %. Bzgl. brennstoffbedingter absoluter Emissionen wird unterstellt, dass Erdgas ab 2045 vollständig die Kohle ersetzt; bei Ersatzbrennstoffen wird angenommen, dass diese sich in Richtung eines deutlich höheren Einsatzes von Klärschlamm, Siedlungsabfällen sowie Industrie- und Gewerbeabfällen entwickeln. Zudem sind die Gesamtemissionen stark vom deutschen Strommix abhängig. Die entsprechenden Emissionen werden in dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt.

- Der **Energiebedarf** für die klinkerarme Zemente ist – wie auch das Emissionsreduktionspotential – hauptsächlich abhängig von deren Klinkeranteil und zusätzlichem Brennstoffbedarf für die Kalzinierung (für tonhaltige Zemente, die vom TAB modellierten CEM II/C-Q-LL und CEM VI-Q-LL). Es wird angenommen, dass sich der Anteil von Sekundärbrennstoffen von derzeit ca. 70 Prozent auf 80 Prozent (2045/2050) erhöhen wird. Damit geht ein Anstieg des thermischen Wärmebedarfs im Brennprozess von derzeit ca. 3.900 MJ/t Klinker auf 4.000 MJ/t Klinker einher. Hierbei wurden im Szenario 2045/2050 verstärkt niederkalorimetrische Brennstoffe wie Klärschlamm eingesetzt. Der spezifische thermische Energiebedarf erhöht sich dadurch um ca. 2,7 Prozent. Die Umstellung auf Erdgas und Sekundärbrennstoffe statt Kohle ist in Bezug auf CO₂-Emissionen günstiger.
- **Entwicklungsstand:** CEM II/C-S-LL und CEM VI-S-LL: Im Prinzip kann dieser Zement in erster Näherung mit der vorhandenen Technologie hergestellt werden. Nur die konkrete Markteinführung und der Einbau in Bauwerken steht noch aus.
CEM II/C-Q-LL und CEM VI-Q-LL: Die Flash-Kalzinatoren haben eine hohe technische Reife (TRL 8). Sie werden von Anlagenbauern, wie z.B. ThyssenKrupp, schon in industriellem Maßstab in Afrika (Kamerun) verwendet; andere, wie FLSmidth, haben Patente eingereicht. Die Implementierung in Zementwerken in Deutschland steht noch aus. Der Prozess kann alternativ auch in Drehrohröfen durchgeführt werden (TAB-intern 2022). Der entsprechende Prozess ist nicht so robust, benötigt mehr Energie und garantiert keine gleichbleibende Produktqualität. In Weimar ist eine Pilotanlage vorhanden (TAB-intern 2022).
- **Wirtschaftlichkeit:** Neben den Investitionskosten für die Anlagen bzw. Technologien spielen die Rohstoffkosten eine wichtige Rolle. Die Preise von Klinker sowie Hüttensand bewegen sich derzeit im Bereich 20–40 €/t Klinker und 40–50 €/t Hüttensand. Hochwertiges Kalksteinmehl ist als Zuschlagstoff eine knappe Ressource geworden, wodurch dessen Kosten derzeit höher sein dürften als bislang. Gips kostet um 2 €/t (TAB-intern 2022). Die Preisentwicklung des Hüttensandes sowie von dem kalzinierten Tone ist schwer abschätzbar. Nach unserer Abschätzung kann das Preisniveau der klinkerarmen Zemente mit den konventionellen Zementen vergleichbar sein, weil es ähnliche Materialien zum Einsatz kommen. Zukünftig können sich die Preise unterscheiden.

Tabelle 19: Kenngrößen für die modellierten klinkerarmen Zemente

Aktueller Stand und Entwicklung für die Referenzpfad

Kenngröße	Einheit	Modell-CEM II/C-S-LL	Modell-CEM II/C-Q-LL	Modell-CEM VI-S-LL	Modell-CEM VI-Q-LL	Entwicklung	Quelle(n)
Klinkeranteil	%	50	50	40	40	konst.	(TAB-intern 2022)
Brennstoffbedarf	GJ/t Zement	2,00	2,53	1,60	2,35	-0,31% ¹⁾	(TAB-intern 2022), (Cement 2013)
Strombedarf	kWh/t Zement	93,43	85,68	92,14	81,29	-0,64% ²⁾	(TAB-intern 2022), (Cement 2013)

Emissionen, Prozess	t CO ₂ e/t Zement	0,27	0,27	0,21	0,21	konst.	(TAB-intern 2022)
Emissionen, Brennstoff ³⁾	t CO ₂ e/t Zement	0,12	0,14	0,09	0,13	nach Brennstoffmix	(TAB-intern 2022)
Emissionsreduktionspotenzial, Prozess	%	30	30	44	44	konst.	(TAB-intern 2022)
Emissionsreduktionspotenzial, Brennstoff ³⁾	%	42	26	53	31	konst.	(TAB-intern 2022)
Technology-Readiness-Level (TRL)	-	8	4	5	4	-	(TAB-intern 2022)
Erwartete Marktreife	-	2025	2025	2025	2025	-	Annahme nach (TAB-intern 2022)
Lebensdauer	a	60	60	60	60	konst.	(Agora 2019)
Investitionskosten	€/t Zement	kein zusätzlicher Investitionsbedarf	9,7 ⁴⁾	kein zusätzlicher Investitionsbedarf	9,7	konst.	(TAB-intern 2022)

¹⁾ Effizienzsteigerung der Öfen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 10 % / ²⁾ Effizienzsteigerung der Walzen und Mühlen, bis 2050 steigend; Effizienzanstieg gesamt ca. 21 % / ³⁾ bezieht sich nur auf fossile (ohne biogene)) Emissionen / ⁴⁾ Neuinvestition für Kalzinator notwendig

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

- **Förderinstrumente:** Es sind uns keine Instrumente bekannt, die klinkerarme Zemente fördern.
- **Hemmnisse:** Die ergänzende Norm DIN EN 197-5 wurde unter der Annahme konzipiert und implementiert, dass Hüttensand und Flugasche auch in Zukunft in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen, um das gesamte Portfolio an Normzementen zu bedienen. Allerdings haben sich die Rahmenbedingungen drastisch verändert. Es ist davon auszugehen, dass einhergehend mit der geplanten, schrittweisen technologischen Umstellung der deutschen Stahlindustrie (hin zur Wasserstofftechnologie), die inländische Verfügbarkeit von Hüttensand sinken wird. Ebenso wird weltweit sich die Stahlindustrie hin zu einer emissionsärmeren Produktion wandeln müssen. Geschieht dies ähnlich wie in Deutschland über die Wasserstofftechnologie, so dürfte sich Hüttensand auch international zu einem knappen Gut entwickeln. Der VDZ geht in seinen Szenarien davon aus, dass im günstigsten Fall (Szenario 1) Hüttensand 2045/2050, in Bezug auf das Niveau von 2020, noch zu etwa 75 Prozent zur Verfügung steht, im schlimmsten Fall (Szenario 2) jedoch nur noch zu etwa 30 Prozent (VDZ 2021).
- **Sekundäreffekte:** Die Verfügbarkeit der Rohstoffe (vor allem Hüttensand und natürliche Puzzolane) ist nicht abgesichert. Die zunehmende Verwendung von Klinkerersatzstoffen könnte aufgrund geringerer Erfahrungen sowie geringerer Mengen (und entsprechend geringerer Skaleneffekte) zu einer Erhöhung der Beschäftigungsintensität in diesem Teilbereich führen. Die zusätzlichen Aufwände durch CO₂-Abscheidung und Klinkerersatzstoffen könnten zukünftige Beschäftigungsverluste, die durch abnehmende Produktionsmengen und zunehmende Arbeitsproduktivität zu erwarten sind, zumindest zum Teil kompensieren.
- **Produktionsverlagerung:** Durch den bis 2045 angenommenen Rückgang des Klinkerbedarfs werden zukünftig voraussichtlich weniger Öfen betrieben werden, d. h. einige Öfen werden spätestens beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer nicht reinvestiert. In dem Pfaden A und B wird keine Produktionsverlagerung angenommen.

Neue Bindemittelsysteme

Neben konventionellem Bindemittel (oder Klinker) wird derzeit auch intensiv an alternativen Klinker- bzw. Bindemittelsystemen geforscht. Diese sind v. a. zementäre Bindemittel auf der Basis von Calciumhydroxysilicaten (CHS), dessen bekanntester Vertreter Celitement ist, sowie Bindemittel aus Calcium-Silicat-(Hydraten) (z. B. Solidia) mit künstlichem Wollastonit aus Ausgangsmaterial. Voraussetzung für deren Verwendung ist, dass sie sich mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen und vergleichbarer Leistungsfähigkeit sowie Verfügbarkeit herstellen lassen. Die Forschung steht allerdings noch am Anfang. Aus heutiger Sicht wird es für den Einsatz dieser Bindemittel vielfach bei Nischenanwendungen bleiben. Einerseits sind die benötigten Rohstoffe nicht überall verfügbar, andererseits sind die technischen Leistungsfähigkeiten begrenzt (VDZ 2021). Zu diesen Technologien werden im Folgenden, soweit möglich, Kenngrößen-Datensätze sowie die entsprechenden steckbriefartigen Beschreibungen präsentiert.

Calcium-Silicat-(Hydraten): Dieses Bindemittel besteht aus konfektionierten Calciumsilikaten, wie z. B. Wollastonit oder Rankinit. Da diese in der Natur nicht in größeren Mengen vorkommen, müssen sie synthetisch hergestellt werden. Die Solidia-Technologie nutzt zur Herstellung ihres Bindemittels im Prinzip die gleiche Technologie wie jene für Portlandzementklinker und Belitzemente. Diese Tatsache macht diese Alternative für die Zementindustrie interessant. Solidia-Zement wird aus Kalkstein und Silikatträgern, allen voran Quarzsand, in Drehrohröfen hergestellt. Es entstehen somit Prozessemissionen und Brennstoffemissionen, auch wenn diese gegenüber Portlandzementklinker geringer ausfallen. Die Karbonatisierung von Calcium-Silicat-(Hydraten), z. B. von Wollastonit, führt zur Festigkeitsbildung über die Bildung von amorphem Silizium und Calciumcarbonat. Es wurden bereits erste industrielle Versuche zur Herstellung von Klinkern aus Wollastonit (CaSiO₃) und Rankinit (Ca₃Si₂O₇) mit üblichen Rohstoffen und bestehender Technologie erfolgreich durchgeführt (z. B. Solidia Cement®). Von entscheidender Bedeutung ist, dass es sich bei der Solidia-Technologie um ein lufthärtendes Bindemittel handelt. Im Gegensatz zum Portlandzementklinker, welcher durch Hydratation (Reaktion mit Wasser) erhärtet, entwickelt sich die Festigkeit in diesem Fall durch Karbonatisierung der Calciumsilicate. Diese Materialien werden einer reinen CO₂-Atmosphäre ausgesetzt, wodurch die freigesetzten Prozessemissionen größtenteils wieder absorbiert werden. Die entsprechende Technologie ist gut geeignet für Fertigteilewerke bzw. die Betonwarenherstellung. Gegenüber dem heutigen Zementportfolio in Deutschland (Klinker-Zement-Faktor 71 %) beträgt das mögliche CO₂-Einsparpotenzial rund 60 Prozent, wenn das beim Klinkerbrennprozess entstehende CO₂ abgeschieden und für die Karbonatisierung genutzt wird (VDZ 2021, TAB-intern 2022).

Calciumhydroxysilicate (CHS): Im Gegensatz zur Solidia-Technologie erzeugt die Celitement®-Technologie einen hydraulischen Calciumsilikat-haltigen Binder. Er wird derzeit aus Kalkhydrat (Calciumhydroxid), das aus Kalkstein hergestellt wird, und Silikatträgern, wie z. B. Spezialsande, in zwei Schritten produziert. Anhand eines hydrothermalen Prozesses in Autoklaven können Calciumhydroxysilicate aus Quarz (SiO₂) und Branntkalk (CaO) gebildet werden. Durch verschiedene technische Verfahren (mechanisch, thermisch) werden daraus reaktive Calciumhydroxysilicate (CHS) erzeugt. Diese Silikatträger werden tribomechanisch (in Mühlen) aktiviert. Für die Herstellung einer Tonne CHS (z. B. Celitement®) werden als Rohstoffe etwa 600 kg Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) und 400 kg Quarzsand benötigt. Dadurch können nach bisherigen Erkenntnissen mindestens 30 Prozent CO₂-Einsparung, bezogen auf Portlandzementklinker, erreicht werden. Eine erste Industrieanlage mit einer Kapazität von 50.000 t/a ist in Planung. Gegenüber dem heutigen Zementportfolio in Deutschland (Klinker-Zement-Faktor ca. 71 %) ergeben sich entsprechend geringere spezifische CO₂-Minderungspotenziale. Das Potenzial dieser Technologie ergibt sich dadurch, dass eine ganze Familie von Bindemitteln synthetisiert werden kann; je nach Herstellungsdesign kann das

Bindemittel einen niedrigen Calciumgehalt aufweisen (molares Verhältnis Calcium/Silicium: Bandbreite von 0,5 bis 2,0) (VDZ 2020, TAB-intern 2022).

■ **Emissionsreduktionspotenzial:**

- Calcium-Silicat-(Hydraten): In Bezug auf den hergestellten Solidia-Zement resultiert keine rohstoffliche CO₂-Minderung. Im Gegensatz zu konventionellem Beton, bei dem das Ausmaß der CO₂-Aufnahme über die gesamte Lebensdauer des Bauwerks umstritten ist, resorbiert das Bauteil aus Solidia-Zement während seiner Herstellung bis zu 80 Prozent der rohstofflichen Emissionen unmittelbar und nachweislich bei der Aushärtung. Als Netto-Emissionen verbleiben, neben den ca. 20 Prozent der Prozessemissionen, nur die Emissionen durch den Brennstoffeinsatz.
- Calciumhydro-silicate (CHS): Gegenüber dem Referenz-Zement 2020 ergibt sich ein Minderungspotential der Prozessemissionen von ca. 11 %. Bei den thermisch bedingten Emissionen ist jedoch eine Minderung von 55 % möglich.

■ **Energiebedarf:**

- Calcium-Silicat-(Hydraten): Der Strombedarf ist mit dem des Portlandzements vergleichbar, allerdings geht das TAB davon aus, dass der Spezialsand als Rohstoff sehr fein gemahlen werden muss. Dieser Mahlaufwand wurde berücksichtigt. Die Trocknung des Sandes allerdings wurde nicht miteinberechnet, weil dafür genügend Abwärme zur Verfügung stehen dürfte. Diese Technologie dürfte sich nur wirtschaftlich betreiben lassen, wenn sie die Oxyfuel-Technologie als CO₂-Quelle mit nutzen kann. Somit wurde CO₂-Komprimierung, -Verdichtung und -Verflüssigung im Strombedarf bereits mitberücksichtigt.
- Celitement: Laut (TAB-intern 2022) betrifft das Celitement-Bindemittel ein Modell mit einem molaren Calcium zu Silicium-Verhältnis (C/S) von 1,25. Dieser Wert ist deutlich niedriger als für Portlandzement, wo das entsprechende Verhältnis bei 3 liegt. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass zukünftig auch C/S-Verhältnisse unter 1,25 für Celitement realisiert werden können, was die Bilanz deutlich verbessern würde. Die Literaturwerte beziehen sich auf eine bestimmte Technologie (Thermoöl) für den Autoklavenprozess, der wahrscheinlich in der erwähnten Referenzanlage mit 50.000 t/a nicht vorgesehen ist. Dort dürfte man sich wahrscheinlich am Porenbeton-Prozess orientieren. Für eine Abschätzung scheinen die Daten der Veröffentlichung aber ausreichend zu sein. Der hohe Strombedarf ergibt sich durch die Tribomechanik. Der Prozess hat noch Potenzial für Optimierungen. Tabelle 21 stellt den Entwicklungsstand der Technologie anhand von Pilot- und Demonstrationsprojekten dar.

Tabelle 20: Kenngrößen für modellierte neue Bindemittelsysteme

Aktueller Stand und Entwicklung für den Referenzpfad

Kenngröße	Einheit	Calcium-Silicat-(Hydraten)	Calciumhydro-silicate	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t	3,16	2,20	konst. ¹⁾	(TAB-intern 2022)
Strombedarf	kWh/t	83,42	160	konst.	(TAB-intern 2022)
Emissionen, Prozess	kg CO _{2e} /t	379 ²⁾	326	konst.	(TAB-intern 2022)
Emissionen, Brennstoff	kg CO _{2e} /t	176	174	nach Brennstoffmix	(TAB-intern 2022)
Emissionsreduktionspotenzial, Prozess	%	78	>13	konst.	(TAB-intern 2022)
Emissionsreduktionspotenzial, Brennstoff	%	10	>11	konst.	(TAB-intern 2022)
Technology-Readiness-Level (TRL)	-	7	6-7	-	(TAB-intern 2022)

Erwarteter Marktreife ³⁾	-	bis 2045 sowie 2020–2030	bis 2045 sowie 2020–2030	-	(TAB-intern 2022), (Agora 2019)
Lebensdauer	a	25	25	konst.	Annahme
Investitionskosten	€/t Zement	kein zusätzlicher Investitionsbedarf	32 ⁴⁾	konst.	(TAB-intern 2022)

¹⁾ kein Effizienzgewinn angenommen, weil neue Technologie / ²⁾ davon werden rund 80 % des CO₂ bei der Bauwerkserrichtung wieder resorbiert / ³⁾ in den Pfaden werden die neue Bindemittel-Systeme bereits ab 2031 eingesetzt und langsam erhöht ⁴⁾ keine Angaben vorhanden, Verdoppelung der Investitionskosten für die Referenztechnologie als Annahme

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 21: Demonstrations- und Pilotanlagen neuer Bindemittelsysteme

Aktueller Stand, 2022

Name des Projekts	Beschreibung	Quelle
Celitement (Karlsruhe, Deutschland)	Schwenk-Baustoffgruppe, KIT Status quo: Pilotanlage in Karlsruhe seit 2011, bis zu 100 kg/Tag Ausblick: industrielle Referenzanlage mit 50.000 t/a in Planung, Anlage soll, unter Annahme des Baubeginns ab 2023, mit 2025/2026 fertiggestellt werden CO ₂ -Reduktionspotenzial: bis zu 50 % gegenüber Portlandzement (PLZ) mit einem Klinkeranteil von >95 %.	(Agora 2019), (TAB-intern 2022)
Solidia Technologies (Piscataway, New Jersey)	Status quo: seit Kurzem auf dem Markt mit nicht tragfähigen Bauteilen wie Pflastersteinen und Dachziegeln CO ₂ -Minderungspotenzial: 30–70 % ggü. Portlandzement Weil die Aushärtung nicht durch Kontakt mit Wasser, sondern in einer CO ₂ -reichen Atmosphäre stattfindet, funktionieren die Produkte als CO ₂ -Speicher. Das bedeutet aber auch, dass sich die Technologie v. a. für Fertigteilelemente eignet, die dünn genug sind, um vom CO ₂ durchdrungen zu werden.	(Agora 2019)

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

- **Förderinstrumente:** Es sind uns keine Instrumente bekannt, die neue Bindemittelsysteme fördern.
- **Wirtschaftlichkeit:** Für Celitement sind keine expliziten Angaben zur Wirtschaftlichkeit veröffentlicht. Der Prozess gleicht in der ersten Stufe aber der Porenbeton-Technologie mit parallel/seriell getakteten Autoklaven-Kaskaden. In der zweiten Stufe wird gemahlen. Der Preis von Celitement sollte nach Angaben zum Entwicklungsstand von 2014 dem von Weißzement entsprechen (TAB-intern 2022)
Die Solidia-Technologie stellt möglicherweise Anforderungen an die Qualität des verwendeten Quarzsandes. Dieser dürfte gegenüber handelsüblichem Bausand deutlich teurer sein.
- **Hemmnisse:** Die Solidia-Technologie könnte als „Ersatz-Technologie“ in Marktsegmenten wie Betonwaren, die nicht mehr notwendigen Klinkerkapazitäten auffangen und somit ein Ersatz-Geschäftsmodell für die Betonfertigteilebau darstellen.
Bzgl. Celitement ist technologisch v. a. die großtechnische Skalierung der Mühle ein Hemmnis. Die entsprechenden Autoklavenprozesse sollten technologisch kein Problem darstellen. Allerdings werden Kaskaden der Autoklave wie bei der Porenbetonherstellung benötigt. Der derzeitige Einsatzstoff Kalkhydrat ist für die Gesamtbilanz ungünstig, da dessen Herstellung

Energie in einem Temperaturbereich freisetzt, die kaum nutzbar ist. Hier sind zur Optimierung noch technologische Herausforderungen zu lösen.

- **Sekundäreffekte:** Im Falle eines zukünftigen großtechnischen Einsatzes von Celitement werden sehr gute Produkteigenschaften erwartet (TAB-intern 2022). Kalkhydrat als Einsatzstoff ist jedoch ungünstig (s. o.). Die Herstellung von Solidia-Zementen ist sehr ähnlich wie konventionelle Portlandzemente und daher von Interesse für die Industrie. Die Rohstoffe – Kalkstein und Quarzsand – sind gut verfügbar.
Die zunehmende Verwendung neuer Bindemittel könnte aufgrund geringerer Erfahrungen sowie geringerer Mengen (und entsprechend geringerer Skaleneffekte) zu einer Erhöhung der Beschäftigungsintensität in diesem Teilbereich führen. Die zusätzlichen Aufwände durch CO₂-Abscheidung und neue Bindemittel könnten zukünftige Beschäftigungsverluste, die durch abnehmende Produktionsmengen und zunehmende Arbeitsproduktivität zu erwarten sind, zumindest zum Teil kompensieren.
- **Produktionsverlagerung:** Durch den bis 2045 angenommenen Rückgang des Klinkerbedarfs werden zukünftig voraussichtlich weniger Öfen betrieben werden, d. h. einige Öfen werden spätestens beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer nicht reinvestiert. In dem Pfaden A und B wird keine Produktionsverlagerung angenommen.

3.3 Herstellung von High-Value-Chemicals

Unter High-Value-Chemicals (HVC) werden folgende organische Grundchemikalien verstanden, von denen besonders viele Folgeprodukte und Wertschöpfungsketten abhängen bzw. ausgehen:

- bestimmte Olefine⁴ (2–4 Kohlenstoffatome):
Ethylen, Propylen, die Butene (Buten-Isomere), 1,3-Butadien⁵
- bestimmte Aromaten⁶ (6–8 Kohlenstoffatome):
Benzol, Toluol, die Xylole (Xylol-Isomere)⁷ – gesammelt auch BTX genannt

Bislang erfolgt deren Herstellung in Deutschland fast ausschließlich aus Erdöl – speziell außerhalb Europas werden auch andere fossile Rohstoffe, wie Ethan oder Kohle, in großen Maßstäben dafür aufgewendet. Der zentrale Prozess bei der HVC-Produktion ist das sog. Steamcracken, bei dem längerkettige Kohlenwasserstoffe (bislang fast ausschließlich fossilen Ursprungs), wie Naphtha (Rohbenzin) oder Ethan, bei hohen Temperaturen (ca. 800–850 °C) in Gegenwart von Wasserdampf zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen (v. a. HVC) gecrackt werden. Infolge wird das so produzierte Stoffgemisch durch eine Reihe an Prozessschritten und Trennverfahren aufbereitet, in seine Einzelbestandteile aufgeteilt und damit für Folgeprozesse nutzbar gemacht. Die so gewonnenen HVC sind wiederum Ausgangsstoffe für eine Vielfalt an Produktions- und Verarbeitungsprozessen, u. a. zur Herstellung von Polymeren, vielen weiteren chemischen Folgeprodukten sowie Waschmitteln, Lacken, Kühlmitteln, Weichmachern und anderen bedeutenden Endprodukten.

⁴ Kohlenwasserstoffe mit einer oder mehrerer C-C-Doppelbindung(en), z. B. Ethen – C₂H₄, außer aromatische Verbindungen (s. u.)

⁵ Es wird teils die systematische Nomenklatur der IUPAC (International Union of Pure and Applied Chemistry) verwendet (z. B. Ethen, Propen, Buten), gleichzeitig auch andere Bezeichnungen (z. B. Trivialnamen, Ethylen, Propylen, Butylen); Buten infolge für alle Isomere; Butadien infolge statt 1,3-Butadien, da das andere Isomer (1,2-Butadien) weitaus geringere technische Bedeutung hat.

⁶ Kohlenwasserstoffe mit min. einem Ringsystem aus vollständig über den Ring konjugierten Doppelbindungen, z. B. Benzol – C₆H₆

⁷ Auch hier werden verschiedene Namen verwendet: u. a. Benzen, Toluol/Methylbenzen, Xylene/Dimethylbenzene.

Die Herstellung der HVC wird als Teil von WZ08-20.14 (Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien) geführt. Die angegebenen Produktionsmengen beziehen sich auf die entsprechenden Produktarten im Güterverzeichnis (9-Steller).⁸

3.3.1 Ökonomische Kenngrößen

Die im Folgenden dargestellten ökonomischen Kenngrößen beziehen sich auf den Wirtschaftsbereich WZ08-20.14 Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen. Die Produktion von HVC macht einen wesentlichen Teil dieses Produktionsbereiches aus.

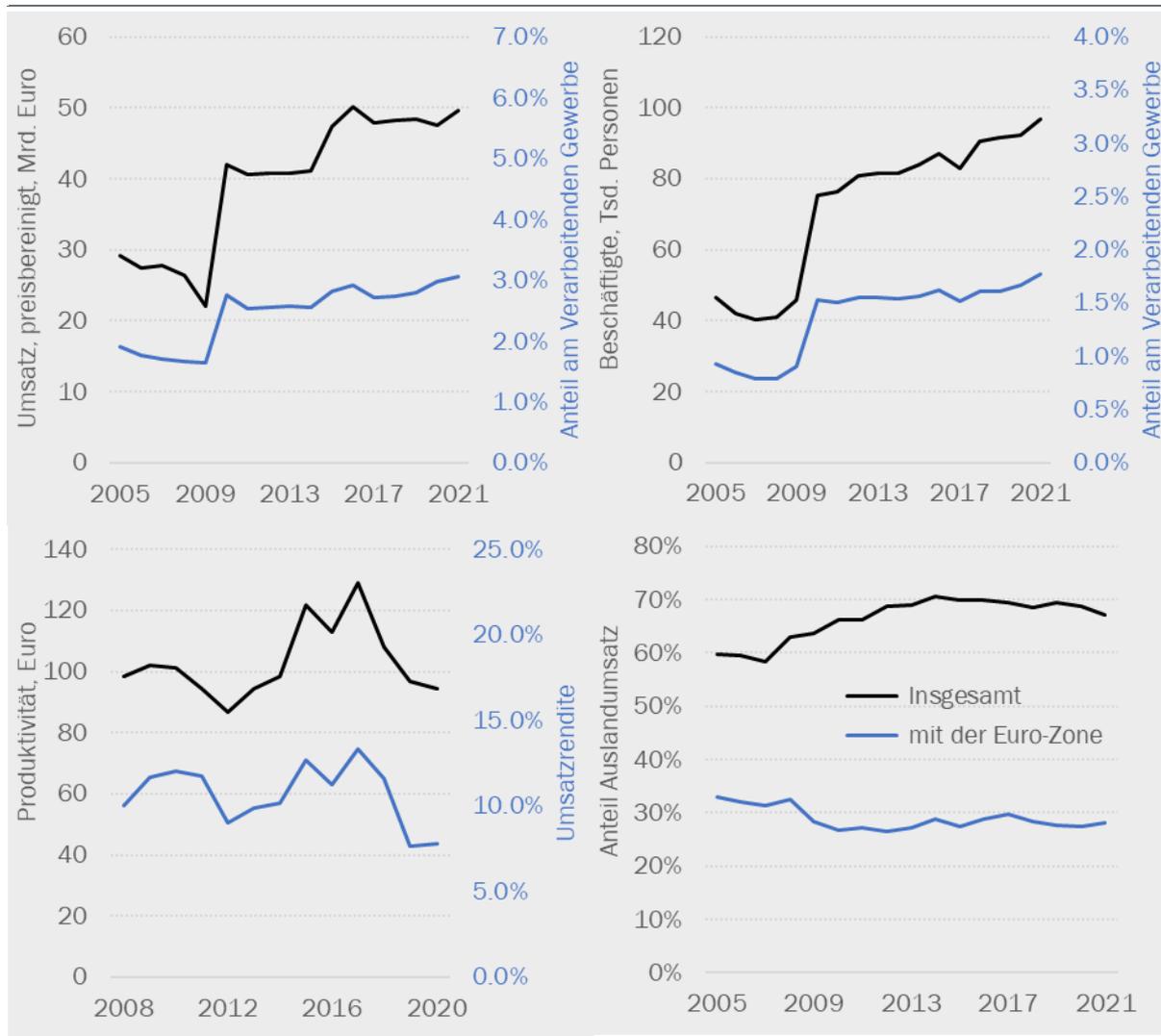
Die Zahl der Beschäftigten konnte in den letzten Jahren ausgeweitet werden und lag 2021 bei knapp 100 Tsd. Personen (siehe Abbildung 11). Dies entspricht einem Anteil am Verarbeitenden Gewerbe von etwas unter zwei Prozent. Der um Preisveränderungen bereinigte Umsatz hat im Betrachtungszeitraum leicht zugenommen und liegt aktuell bei knapp 50 Mrd. Euro. Die Branche ist stark exportorientiert: die Exportquote liegt mit 70 Prozent deutlich über der des verarbeitenden Gewerbes (51 %). Der Exportfokus liegt auf dem nicht-europäischen Ausland (40 %). Der weit überwiegende Rest der Produktion wird als Vorleistungen für die Chemische Industrie selbst sowie andere Branchen verwendet, von denen Gummi- und Kunststoffwaren sowie pharmazeutische Erzeugnisse die bedeutendsten sind.

⁸ Die Olefine werden unter acyclischen Kohlenwasserstoffen (GP19-2014.11.300/400/500/600) und die Aromaten unter cyclischen Kohlenwasserstoffen (GP19-2014.12.230/250/430/450/470) spezifiziert (vgl. GENESIS-Tabelle 42131-0003). Im Warenverzeichnis (8-Steller) sind sie unter WA29012100/200/300/400 sowie WA29022000/23000/24100/24200/24300/24400 zu finden (vgl. bspw. für Handelsdaten GENESIS-Tabelle 51000-0013).

Abbildung 11: Historische ökonomische Kenngrößen Grundstoffchemie

2005 bis 2021, Branche WZ08-20.14 Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen

oben links: Umsatz (preisveränderungsbereinigt) / oben rechts: Beschäftigung / unten links: Produktivität (Bruttowertschöpfung je Beschäftigtenstunde) und Umsatzrendite / unten rechts: Anteil Auslandsumsatz



Quelle: Eigene Darstellungen auf Basis von (Statistisches Bundesamt 2022a-c)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

3.3.2 Heutige Produktion (Basis für Referenzpfad)

Produktionsmenge und Produktionsanlagen

In Deutschland werden aktuell über 13 Mt HVC pro Jahr erzeugt (Abbildung 12). Rund 80 Prozent davon sind Olefine, die restlichen 20 Prozent Aromaten. Den größten Teil der produzierten HVC stellen die Olefine Ethylen mit über 5 Mt/a, gefolgt von Propylen mit ca. 3,5 Mt/a und Buten/Butadien mit über 2 Mt/a. Unter den Aromaten wird Benzol in Mengen von ca. 1,5 Mt/a hergestellt – Toluol und die Xylole mit jeweils rund einer halben Megatonne pro Jahr (VCI 2022, S. 16).

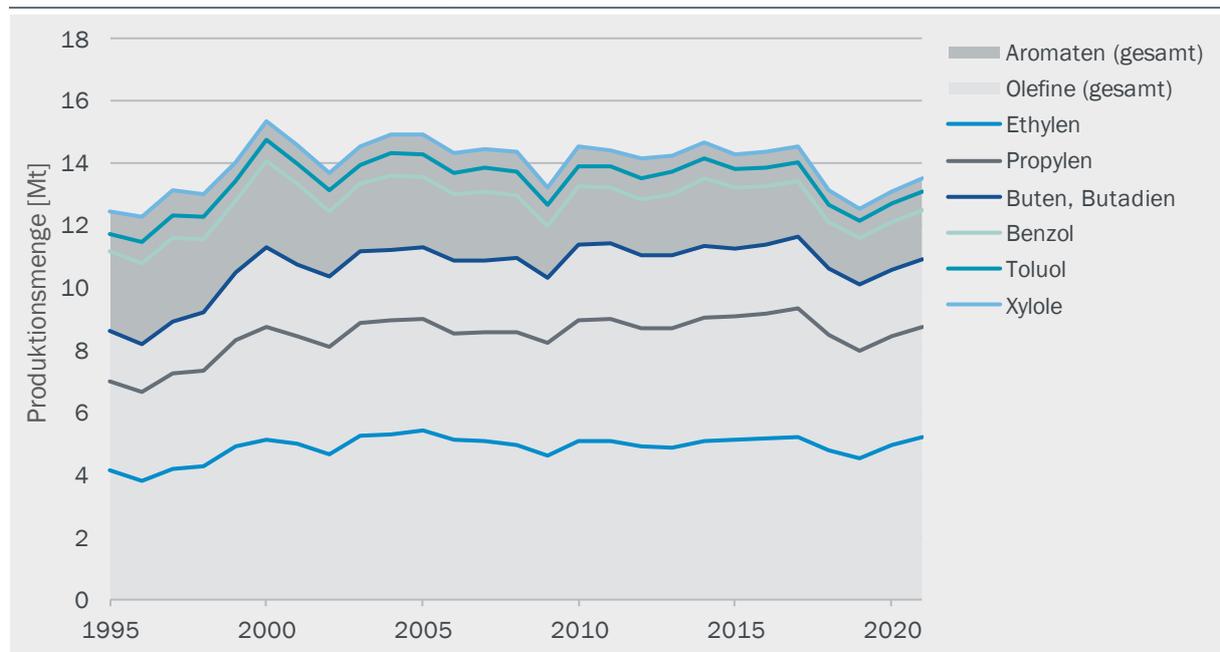
Der Großteil der produzierten Menge (in etwa 85 % davon) wird in Deutschland verkauft bzw. verwendet. Daneben wurden in den letzten Jahren im Mittel etwas über 2 Mt HVC pro Jahr exportiert,

wobei die Aromaten einen zur Produktion überproportional hohen Anteil an dieser Menge ausmachen; im Mittel ist ca. ein Drittel des HVC-Exports Benzol. Fast die gesamte Menge an HVC-Exporten geht dabei in die Länder der Europäischen Union (2019–2021 jeweils 97 %), der Großteil davon wiederum an die direkten Nachbarländer Deutschlands. Die verbleibenden 3 Prozent werden fast ausschließlich in das Vereinigte Königreich und die Schweiz exportiert. Daneben werden pro Jahr ebenfalls rund 2 Mt HVC nach Deutschland importiert. Mehr als drei Viertel davon kommen aus anderen EU-Ländern. Zudem sind nur drei weitere Länder für den Großteil des restlichen Handelsvolumens verantwortlich: das Vereinigte Königreich, Russland und Indien (gemeinsam im Mittel der vergangenen Jahre etwas über 10 Prozent des gesamten HVC-Imports nach Deutschland) (Statistisches Bundesamt 2022d).

Die historische Entwicklung der HVC-Produktion in Deutschland von 1995 bis 2021 ist in Abbildung 12 dargestellt. Während die Olefinproduktion über die letzten 20 Jahre insgesamt (mit kurzen, etwas stärkeren Rückgängen auf knapp über 10 Mt/a 2002, 2009 und um 2019) relativ konstant bei über 11 Mt/a blieb, war die Produktion der Aromaten (speziell Benzol sowie die Xylole) über die letzten zehn Jahre mit durchschnittlich rund 1,6 Prozent pro Jahr rückläufig – trotz steigender Benzolnachfrage am Weltmarkt (statista 2022). Es ist anzunehmen, dass ein Zusammenspiel mehrerer Faktoren diesen Trend bedingt. Bspw. ging die Kohleverarbeitung, aus der ein Teil der Benzolproduktion gedeckt wurde, zurück. Zudem werden Cracker (je nach Rohstoffverfügbarkeit, ökonomischer Situation und intendierten Zielprodukten) unterschiedlich betrieben: Bei mildereren Crackbedingungen sowie leichteren Feedstocks ist die BTX-Ausbeute reduziert, während die produzierte Menge an Olefinen anteilig zunimmt (vgl. (Franck und Stadelhofer 1988, S. 81), (ISI 2013, S. 195)). Die Preise von Benzol waren in den vergangenen Jahrzehnten bspw. meist wesentlich tiefer als die von Ethylen (10–50 Prozent) (statista 2020).

Abbildung 12: Historische HVC-Produktion nach Chemikalien

1995 bis 2021, jährliche Produktionsmengen in Mt, nach Chemikalien für jedes Jahr kumuliert



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (VCI 2022)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die beschriebenen Mengen an HVC werden in Deutschland aktuell vor allem in insgesamt 13 Steamcrackern an acht Standorten produziert (Tabelle 22). Diese werden von acht Unternehmen in fünf Regionen überwiegend im Westen Deutschlands betrieben. Die größten Anlagen befinden sich in Nordrhein-Westfalen und haben Kapazitäten von ungefähr 800 Kilotonnen Ethylen pro Jahr; im Mittel liegt die Kapazität der Steamcracker in Deutschland bei ca. 450 kt C₂H₄/a.⁹ Daneben werden die Gesamtkapazitäten für die petrochemische Primärproduktion in Deutschland für einige der restlichen HVC für 2019 mit ca. 4.700 kt Propylen,¹⁰ 1.150 kt Butadien,¹¹ 2.875 kt Benzol und rund 1.000 kt Toluol ausgewiesen (VCI 2020). Die produzierten Mengen entsprechen damit in den letzten Jahren meist ca. zwei Drittel bis 90 Prozent der spezifischen Kapazitäten.

Tabelle 22: Kenngrößen aktiver Steamcracker in Deutschland

Stand 2021

Unternehmen	Standort	Kapazität ¹⁾	Baujahr	Emissionen 2021 ²⁾
		[kt C ₂ H ₄ /a]		[Mt CO ₂ e/a]
Basell Polyolefine (LyondellBasell)	Münchsmünster, BY	347	1970	0,79
Basell Polyolefine (LyondellBasell)	Wesseling, NW	305	1980	0,39
Basell Polyolefine (LyondellBasell)	Wesseling, NW	737	2001	0,92
BASF	Ludwigshafen, RP	220	1965	0,30
BASF	Ludwigshafen, RP	400	1980	0,49
RUHR OEL (BP)	Gelsenkirchen, NW	580	1973	0,79
RUHR OEL (BP)	Gelsenkirchen, NW	480	1984	0,65
Dow	Böhlen, SN	563	1975	1,14
INEOS	Köln, NW	500	1970	0,81
INEOS	Köln, NW	830	1978	0,80
Raffinerie Heide (Klesch)	Heide, SH	107	n. b.	0,18
OMV	Burghausen, BY	450 ³⁾	2008	0,61
Shell	Wesseling, NW	310	1980	0,42
# 13		Σ 5829⁴⁾ / Ø 448	1980±12	8,29

¹⁾ Bei unterschiedlichen Angaben bzgl. Kapazitäten wurde mit eigenen Informationen abgeglichen, ggf. sind Mittelwerte angegeben; die Kapazität bezieht sich immer auf das produzierbare Ethylen (C₂H₄) und nicht auf die HVC insgesamt.

²⁾ aus EU-ETS – Verified Emissions 2021 (EEA 2022), teils unter Raffinerien/Verbundstandorten verbucht, i. e. Münchsmünster-, BP-, OMV- und Shell-Cracker; infolge aus eigener Kapazität und Emissionen pro Kapazität der restlichen Steamcracker errechnet

³⁾ Cracker wird derzeit um 50 kt Ethylen-/Propylen-Kapazität pro Jahr erweitert (OMV 2021a)

⁴⁾ In (VCI 2020) wird für 2019 eine Kapazität von rund 5750 kt C₂H₄/a angegeben.

Quelle: (Wuppertal Institut 2018), (GTAI 2022) und (Petrochemicals Europe 2022)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die derzeit betriebenen deutschen Steamcracker wurden mit wenigen Ausnahmen in den 1970er- bis frühen 1980er-Jahren gebaut. Dabei wurden und werden sie immer wieder modernisiert, v. a. hinsichtlich Produktionskapazitäten, Energieeffizienz, Sicherheit und Umweltschutz (vgl. (Shell 2015), (INDUSTR.com 2018)). Zusätzlich werden Cracker zur Flexibilisierung bzgl. Rohstoffeinsatz umgerüstet, was auch zukünftig die Nutzung alternativer Kohlenstoffquellen (wie Biomasse oder Altplastik) ermöglicht (vgl. (RP-online 2020), (VDI 2021)). Die Lebensdauer der Steamcracker wird auf rund 40–70 Jahre geschätzt (vgl. (Agora 2019), (DECHEMA und Future-Camp 2019), (ISI 2013, S. 197)), wodurch in den nächsten Jahren Entscheidungen bzgl. Neubau

⁹ Die Kapazität bezieht sich auf das produzierbare Ethylen (C₂H₄) und nicht auf die HVC insgesamt.

¹⁰ einschließlich Raffinerie-Propylen

¹¹ ohne Buten etc.

bzw. Umstrukturierung der Produktion anstehen. OMV modernisiert und erweitert derzeit die Cracker-Kapazitäten in Burghausen (Bayern) um 50 kt Ethylen/Propylen pro Jahr; der entsprechende Betrieb soll noch 2022 starten (OMV 2021a).

Feedstock für die HVC-Produktion in den Steamcrackern ist in Deutschland heute vorwiegend fossiles Naphtha.¹² Es werden in etwa ähnliche Mengen Naphtha in deutschen Raffinerien erzeugt wie direkt importiert (jeweils rund 7.300 Mt/a im Mittel 2014–2020; (en2x 2021, S. 97/102)). Daneben werden teils auch andere Raffinerieprodukte (wie schwere Erdölfraktionen) oder gasförmige Kohlenwasserstoffe als Feedstock verwendet; dies hängt, wie bereits erwähnt, von Rohstoffverfügbarkeit und Zielprodukten ab (vgl. ISI 2013, S. 195). Bzgl. Energiebedarf und Emissionen ergeben sich dadurch aber, v. a. im Mittel, keine großen Abweichungen. Ein kleinerer Teil der Aromatenproduktion wird außerdem über katalytisches Reforming von Naphtha gedeckt. Speziell in den USA werden zudem (speziell infolge der Schiefergasförderung) Ethan-Cracker betrieben und zugebaut. Die Ausbeute an Olefinen ist dabei höher, Aromaten werden aber v. a. in Naphtha-Crackern produziert (vgl. Prettenhofer 2012, S. 12). Für Deutschland wird infolge angenommen, dass die gesamte HVC-Produktion aktuell durch Steamcracken von fossilem Naphtha in den angeführten Anlagen gedeckt wird.

Konventionelle Produktionsverfahren

Die deutschen Produktionsstandorte unterscheiden sich nicht wesentlich hinsichtlich des derzeit eingesetzten Produktionsverfahrens des Steamcrackens – auch wenn an den jeweiligen Standorten individuelle Anlagen zum Einsatz kommen, die unterschiedliche Kapazitäten aufweisen, auf (leicht) verschiedenartige Feedstocks ausgerichtet sind und (etwas) andere Produkte (v. a. in Bezug auf deren Zusammensetzung) produzieren. Dennoch wird vorwiegend fossiles Naphtha in den angeführten Steamcrackern zu einem Gemisch an Chemikalien (vorwiegend HVC) umgewandelt, aufbereitet und zur Weiterverwendung nutzbar gemacht.

Technisch ist ein konventioneller, erdgasbeheizter Steamcracker als Rohrreaktor ausgelegt, in dem dutzende Meter lange Rohre durch verschiedene Zonen und Öfen (ca. 5–15 Spaltöfen je Cracker) geführt sind. Der Feedstock wird dabei zuerst vorgewärmt und mit heißem Dampf vermischt bzw. verdünnt (Konvektionszone), v. a. um eine Verkokung zu vermeiden. Dieses Gemisch wird dann sehr kurz (unter einer Sekunde) und bei niedrigem Druck in eine Umgebung hoher Temperaturen („glühende Rohre“) gebracht (ca. 800–850 °C, Strahlungszone). Die dafür nötigen Öfen werden derzeit meist mit Erdgas (und der aus dem Spaltgas abgetrennten Methan-Fraktion) betrieben – die entsprechenden Flammen liefern die notwendigen hohen Temperaturen. Eine integrierte Wärmenutzung sorgt dafür, den Dampf-/Wärmebedarf der entsprechenden Schritte entlang der gesamten Prozesskette zu decken. Die im Rohr ablaufenden Reaktionen sind größtenteils endotherm, wobei das Produktgemisch danach rasch auf unter 400 °C abgekühlt wird, um kein thermodynamisches Gleichgewicht aufkommen zu lassen, gemäß dem die Produktion anderer Spezies (z. B. elementarer Kohlenstoff, Wasserstoff) begünstigt wäre (Seddon 2010, S. 34ff). Damit werden weitere Veränderungen des Spaltgases (v. a. weiteres Cracken, zusätzliche Dehydrierungen, aber auch Additionen/Polymerisation) und entsprechende Verluste vermieden. Infolge wird das Produktgemisch weiter abgekühlt, aufbereitet und über eine Reihe an Prozessen, wie Trocknung, Absorption, fraktionierte Destillation etc., in die zentralen Einzelprodukte (Ethen, Propen und die restlichen HVC) aufgeteilt.

¹² Naphtha (Rohbenzin) ist ein Stoffgemisch, das in Raffinerien aus Rohöl destilliert wird und hauptsächlich aus gesättigten Kohlenwasserstoffen mit Siedepunkten ca. im Bereich 30–200 °C besteht. Die genaue Zusammensetzung variiert mit dem verwendeten Rohöl. Es wird teils auch noch leichtes und schweres Naphtha unterschieden (bei Siedepunkt 100 °C), wobei die leichtere Fraktion besser für eine hohe HVC-/Olefinausbeute im Cracker ist (Seddon 2010, S. 45).

Diese Aufbereitung und Trennung der Produkte ist aufwendig und komplex, aber speziell wegen der teils hohen Anforderungen an Produktqualität und -reinheit in Folgeprozessen zentral. Exemplarisch werden stark vereinfachte Prozessschritte dafür skizziert: Diolefine bzw. Diene (Moleküle mit zwei Doppelbindungen – z. B. Ethin) werden zu den entsprechenden Olefinen hydriert. Schwere Verunreinigungen (z. B. schweres Pyrolyseöl, Koks) werden in ersten Trennverfahren mittels Primärfractionierer bzw. Gaswäsche abgeschieden. Infolge werden bei hohem Druck und tiefen Temperaturen Rektifikationen (mehrfache Destillationen) durchgeführt. Dazu wird das restliche produzierte Stoffgemisch verdichtet, bspw. mittels Adsorption getrocknet und gekühlt. Stufenweise wird das Kohlenwasserstoffgemisch in Fraktionen (meist nach Siedepunkten bzw. spezifischen Massen) aufgeteilt. Diese Verfahren sind energieintensiv aber etabliert, wobei die genaue Sequenz der einzelnen Schritte wichtig für die Integration in die restliche Prozesskette sowie die effektive Abwärmenutzung ist. Bestimmte Teile des produzierten Stoffgemisches (die Nebenprodukte, v. a. Methan, Wasserstoff, Schweröl) werden derzeit vorwiegend zur Beheizung der Cracker selbst bzw. in anderen Wertschöpfungsketten der entsprechenden Chemie- und Raffineriestandorte genutzt (DECHEMA und FutureCamp 2019, S. 42).

Energiebedarf und Treibhausgasemissionen

Der spezifische Energiebedarf der HVC-Produktion liegt aktuell bei etwa 12 GJ/t HVC (vgl. (DECHEMA 2017); Tabelle 23). Durch die leicht rückläufige Gesamtproduktionsmenge ging der Gesamtenergiebedarf in den letzten Jahren leicht zurück und liegt derzeit bei ungefähr 160 PJ/a (siehe Abbildung 39).

Die zum Steamcracken nötigen hohen Temperaturen von ca. 800–850 °C werden derzeit vorwiegend über den Energieträger Methan (Erdgas sowie CH₄-Fraktion des Spaltgases) erzeugt (Annahme: 2020 95 % CH₄). Daneben wurden bislang auch geringere Anteile Flüssiggas/gasförmiger Öle (Stand 2010: 24 %; Annahme: 2030 0 %) sowie weitere Nebenprodukte des Prozesses (Schweröl sowie eben Methan und Wasserstoff) verwendet.

Die durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen der Steamcracker waren in den letzten Jahren relativ konstant und liegen aktuell bei rund 0,6 t CO_{2e}/t HVC.¹³ Insgesamt sind die deutschen Steamcracker damit derzeit für direkte THG-Emissionen von rund 8 Mt CO_{2e} pro Jahr verantwortlich (Tabelle 22). Emissionen sowie Bedarf an Energieträgern für die Herstellung des Feedstocks (Naphtha aus Rohöl) sind hier nicht inkludiert. Folgende Abschätzungen können für diese Größen herangezogen werden: Für eine Tonne Naphtha werden etwa 1,8 t Rohöl und 5,5 GJ Prozesswärme (derzeit v. a. durch fossile Brennstoffe gedeckt) benötigt; es kommt zu vorgelagerten THG-Emissionen von rund 0,64 t CO_{2e}/t Naphtha (UBA 2020), was insgesamt derzeit knapp 11 Mt CO_{2e}/a entspricht.

Die wichtigsten Kenngrößen der derzeitigen HVC-Produktion über konventionelle Steamcracker in Deutschland sind in Tabelle 23 dargestellt.

Abhängigkeiten

Durch die beschriebenen Faktoren ist die gesamte HVC-Produktion aktuell stark von Rohöl- bzw. Naphtha-Importen sowie den entsprechenden Aufbereitungsanlagen abhängig, weshalb sich einige Standorte nahe bzw. auf Raffineriegelände befinden und teils sogar von denselben Unternehmen betrieben werden. Darüber hinaus sind Steamcracker auch fast immer Teil von großen Chemieparcs bzw. Verbundstandorten oder zumindest über Pipelines sowie entsprechende

¹³ Aus Emissionen auf Anlagenebene gemäß EU-ETS (EEA 2022) über die Produktionsmenge (VCI 2022) berechnet (vgl. Tabelle 22).

Infrastruktur fest in die restliche Wertschöpfungskette integriert. Die Transformation der HVC-Produktion betrifft demnach auch angrenzende Wertschöpfungsketten. Umgekehrt können Transformationen der verknüpften Branchen demnach aber auch große Auswirkungen auf die HVC-Produktion haben. Dies ist insbesondere mit Blick auf die Fahrzeugindustrie relevant: Wenn Verbrenner im Zuge der Verkehrswende wegfallen, muss weniger Benzin/Diesel in Raffinerien hergestellt werden. Davon ist Naphtha als Nebenprodukt dieser Aufbereitung betroffen und damit ggf. auch HVC-Kapazitäten. Infolge können sich Abhängigkeiten (bspw. von Importen) verringern bzw. verschieben. Auswirkungen, Chancen und Risiken der in Abschnitt 4.3.4 skizzierten Entwicklungspfade werden v. a. in Kapitel 6 dargestellt.

Tabelle 23: Kenngrößen konventioneller Steamcracker

Aktueller Stand in Deutschland und Entwicklung (für Referenzpfad)

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Brennstoffbedarf	GJ/t HVC	11,5	2010	-0,56 %/a	(DECHEMA 2017), eigene Daten
davon Erdgas	%	76	2010	Residuum	eigene Daten
davon Mineralöle ¹⁾	%	24	2010	bis 2030 auf 0	eigene Daten, Annahme
Strombedarf (Utilities)	GJ/t HVC	1,0		konst.	(DECHEMA und FutureCamp 2019)
Feedstockbedarf ²⁾	t/t HVC	1,3		konst.	(Ren et al. 2006)
Methanoutput ³⁾	t/t HVC	0,18		konst.	(Worrell et al. 2007)
Wasserstoffoutput ³⁾	t/t HVC	0,01		konst.	(Worrell et al. 2007)
Emissionen	t CO _{2e} /t HVC	0,6	2020	-0,56 %/a	gemäß Brennstoffbedarf, EU-ETS
Lebensdauer	a	40		konst.	(Agora 2019)
Investitionskosten	€/t HVC	74		konst.	(Agora 2019), berechnet

¹⁾ Flüssiggas/gasförmige Öle; ²⁾ gleich für Naphtha und Pyrolyseöl; ³⁾ Annahme: wird direkt als Brennstoff verwendet

Quelle: Prognos (auf Basis der genannten Quellen)

Minderungsziele

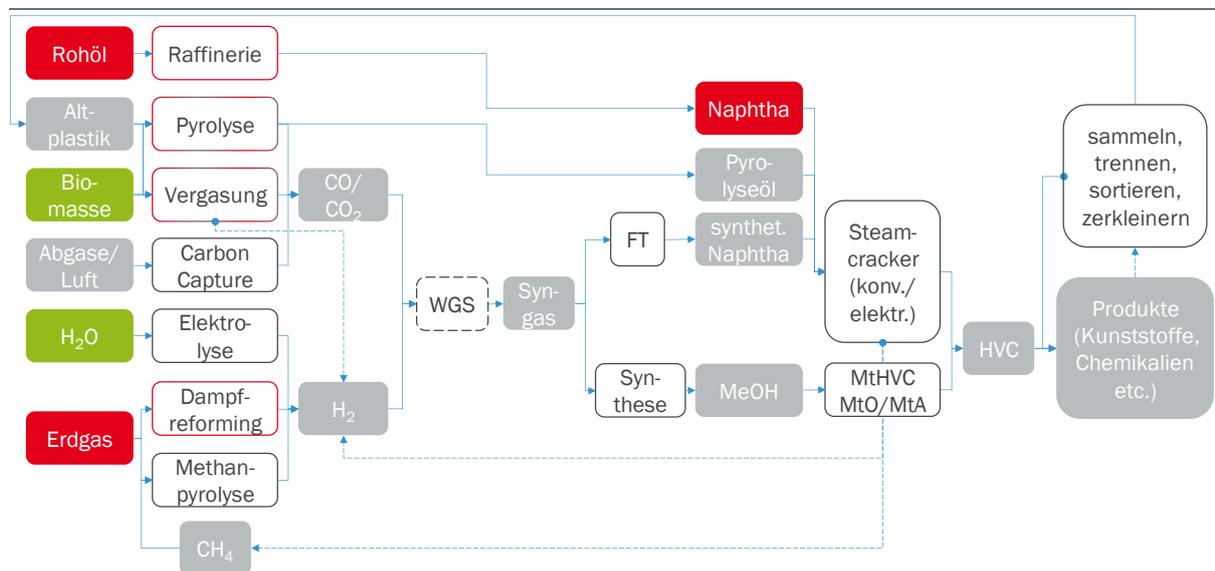
Für die HVC-Produktion bzw. auch für die gesamte chemische Industrie Deutschlands existieren keine verbindlichen spezifischen Ziele und Zwischenziele. Damit ordnet sich die Branche in die Sektorziele für 2030 (58 % Reduktion ggü. 1990; entspricht 118 Mt CO_{2e} ggü. 284 Mt CO_{2e} von 1990) ein (UBA 2022b). V. a. mit Blick auf die bisherige Entwicklung der THG-Emissionen der HVC-Produktion (siehe Abbildung 39) sowie den Stand der Entwicklung möglicher Maßnahmen zu deren Reduktion (speziell elektrisch beheizte Steamcracker, siehe Abschnitt 3.3.3) ist davon auszugehen, dass dieser Teil der Grundstoffchemie bis 2030 nur einen kleinen Beitrag zur Reduktion der THG-Emissionen der Gesamtbranche sowie der gesamten Industrie leisten wird. Von 2030 bis 2040 wird entsprechend den unterstellten Entwicklungspfaden jedoch die Reduktion eines Großteils der Emissionen erwartet – bis 2050 möglicherweise sogar mit Emissionen unter null.

3.3.3 Vermeidungstechnologien

Abbildung 13 zeigt einen Überblick zu ausgewählten Prozessschritten bzw. Routen für die HVC-Produktion.¹⁴ Zuoberst ist die derzeit gängige Route über Rohöl, Raffinerien, Naphtha und konventionelle Steamcracker dargestellt. Alternativ existieren jedoch viele weitere Herstellungspfade, die auch teilweise ineinander übergehen und Überschneidungen aufweisen (können). Sie haben unterschiedliche Potenziale bzgl. Emissionsvermeidung, Energiebedarf, Rohstoffnutzung, Umsetzbarkeit, Abhängigkeiten und Wirtschaftlichkeit. Die wichtigsten Aspekte sollen im Folgenden diskutiert werden.

Abbildung 13: Routen der HVC-Produktion mit Prozessschritten und Zwischenprodukten

Aktuelle sowie potenzielle Routen (für Deutschland)



WGS = Wassergas-Shift / FT = Fischer-Tropsch / MeOH = Methanol / HVC = High value chemicals / MtHVC/MtO/MtA = Methanol-to-HVC/Olefins/Aromatics / Prozessschritte umrandet, (Zwischen-)Produkte flächig (grün = erneuerbar, rot = fossil, grau = gemischt)

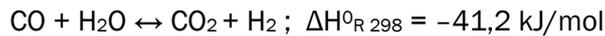
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Der (letzte) Schritt der tatsächlichen HVC-Herstellung erfolgt dabei vorwiegend entweder über (konventionelle/elektrisch beheizte) Steamcracker oder eine Methanol-to-HVC-Anlage (MtO/MtA). Bislang werden in Deutschland weder elektrisch beheizte Steamcracker noch die MtHVC-Technologien großtechnisch betrieben. Die industrielle Umsetzung elektrisch beheizter Steamcracker wird derzeit jedoch nachdrücklich verfolgt und damit in den kommenden Jahren erwartet (siehe entsprechender Abschnitt unten). MtHVC-Verfahren sind bereits großtechnisch realisiert (v. a. in China), aktuell jedoch via Methanol, das aus fossilen Quellen produziert wird (siehe ebenso entsprechender Abschnitt unten). Während Methanol also als Ausgangsstoff für die Prozesse MtO/MtA dient, bestehen für die Steamcracker mehrere Möglichkeiten bzgl. Feedstock: Neben fossilem Naphtha können u. a. auch Pyrolyseöl (aus Altplastik oder Biomasse) oder synthetisches

¹⁴ Daneben bestehen speziell in anderen Volkswirtschaften noch weitere Möglichkeiten – v. a. für den Einsatz von Ethan-Crackern, autothermer Reformierung (ATR) und Propandehydrierung (PDH), teilweise in Kombination mit Carbon Capture (CC). Aufgrund der geografischen, technischen sowie ökonomischen Situation in Deutschland, der teils fragwürdigen Wirkung dieser Möglichkeiten bzgl. Klimaschutz, der dafür benötigten größtenteils fossilen Ausgangsstoffe sowie deren begrenzter Verfügbarkeit in Deutschland werden diese Technologien jedoch nicht in den Szenarien berücksichtigt.

Naphtha eingesetzt werden. Sowohl die Herstellung von synthetischem Naphtha als auch die Produktion von Methanol erfolgt dabei aus sogenanntem Synthesegas, was ein Gemisch aus Kohlenmonoxid(/-dioxid) und Wasserstoff ist. Für die verschiedenen Produkte braucht es (stöchiometrisch) unterschiedliche Zusammensetzungen dieses Gases. Dies ist einerseits über Mischung von bezogenem CO/CO₂ und H₂ möglich, die Kombination sowie Einstellung der unterschiedlichen Prozessschritte davor (zur Herstellung von CO/CO₂ und H₂), zudem aber auch durch Anwendung eines Wassergas-Shifts gemäß:

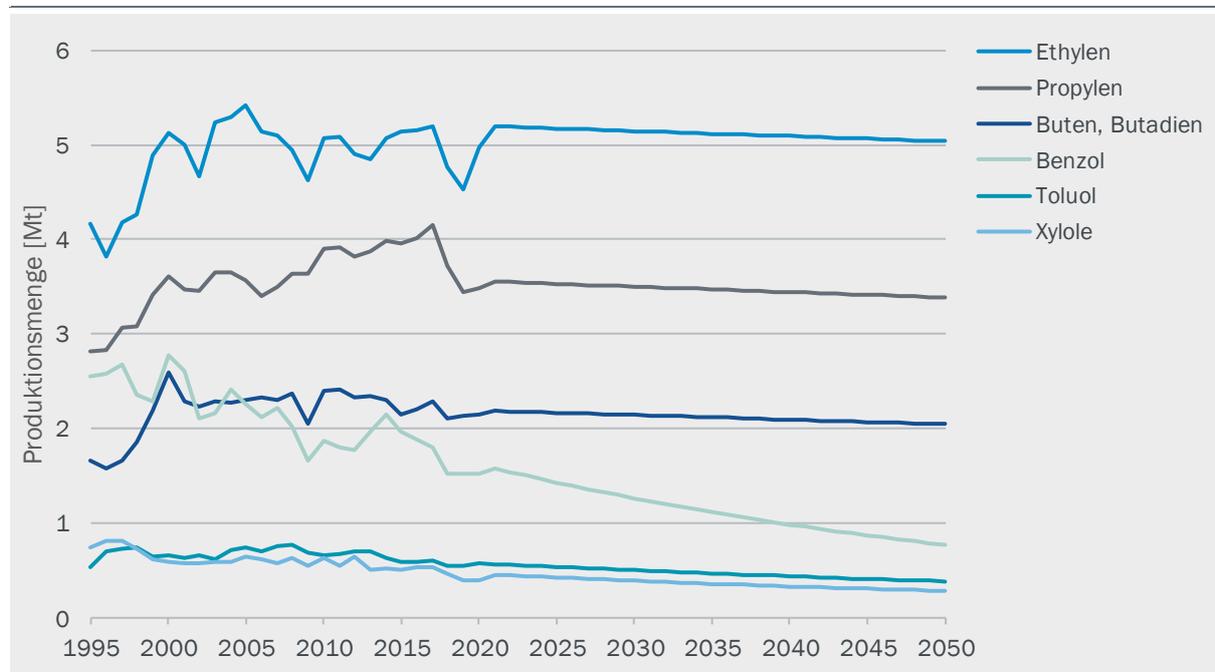


Über die Temperatur sind dabei das Gleichgewicht und damit die stofflichen Verhältnisse im Synthesegas einstellbar. V. a. Wasser ist hinsichtlich Massenbilanz sowie entsprechenden Stoffstromanalysen zu beachten (siehe Kapitel 4.3.4).

Damit ist die HVC-Produktion in Zukunft über verschiedenste Quellen von Kohlenstoff (und zusätzlichem Wasserstoff) denkbar. Neben Rohöl scheinen (für Deutschland) die relevantesten Ausgangsstoffe dabei Biomasse, Altplastik, Abgase, Erdgas sowie Wasser zu sein. Damit ergeben sich vielfältige Aussichten bzgl. reduzierter bzw. verschobener Abhängigkeiten gegenüber der derzeitigen Rohöl-basierten HVC-Produktion. Die wichtigen Zwischenprodukte Syngas (woraus synthetisches Naphtha und Methanol produziert werden kann) sowie Pyrolyseöl lassen sich emissionsarm v. a. über Vergasungs- und Pyrolyseverfahren, Carbon Capture und Elektrolyse herstellen. Anhand der angeführten Rohstoffe sowie Prozessschritte zeigt sich auch die mögliche Diversifizierung der HVC-Produktion.

Abbildung 14: HVC-Produktionsmengen nach Chemikalien

1995 bis 2050, in Mt; historische Daten aus (VCI 2022), Fortschreibungen gemäß Trends der letzten 10 Jahre



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der genannten Quellen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die zukünftigen Produktionsmengen der HVC in Deutschland wurden aus deren bisherigen Entwicklungen abgeleitet und gemäß der jeweiligen Trends der letzten 10 Jahre bis 2050 fortgeschrieben (Abbildung 14). Diese Daten wurden beiden Entwicklungspfaden unterstellt. Die Gesamtentwicklung der HVC ist dabei v. a. aufgrund des Rückgangs der BTX-Produktion leicht rückläufig (2020–2045 um 7%).

Im Folgenden wird auf drei der vielversprechendsten Vermeidungstechnologien steckbriefartig eingegangen.

Elektrische Steamcracker

In sogenannten elektrischen bzw. elektrisch beheizten Steamcrackern (E-Cracker) wird die (gesamte) zum Cracken nötige Energie in Form von Elektrizität eingebracht, anstatt, wie derzeit üblich, durch Verbrennen von fossilen Energieträgern wie Erdgas. Technisch besteht der größte Unterschied zu konventionellen Crackern also in der Spaltrohr-Beheizung (Art sowie Komponenten zur Beheizung). Bei einer Umstellung bestehender Anlagen müssten v. a. die jeweiligen Spaltöfen (Gasöfen) durch elektrisch beheizte Öfen ersetzt werden. Indem einzelne Spaltöfen ersetzt werden, wobei bei Abschaltung einzelner Öfen der Restbetrieb des Crackers größtenteils aufrechterhalten werden kann, kann so ggf. sogar an einem Standort eine schrittweise Umstellung mit begrenzten Auswirkungen auf die Gesamtproduktion erfolgen.

Die elektrische Beheizung selbst ist auf mehrere Arten möglich; deren jeweilige Vor-/Nachteile werden aktuell noch großtechnisch und in industriellen Anlagen eruiert. Einerseits ist das direkte Einbringen elektrischer Energie an die Rohre des Steamcrackers möglich (sog. Joule heating), andererseits auch der Wärmeeintrag durch Strahlung von um die Rohre angebrachten (elektrischen) Heizelementen (jeweils unter Vorbehalt dafür geeigneter Materialien). Die Energieeffizienz dürfte bei ersterer Methode höher sein, für letztere sind Anforderungen sowie die technische Komplexität bzgl. einer Umrüstung bestehender Anlagen voraussichtlich niedriger. Der restliche Prozess (z. B. Aufbereitung der Spaltprodukte) kann bei beiden Ansätzen weitgehend unverändert bleiben. Um die Gesamteffizienz des Prozesses zu verbessern, können/sollten jedoch bspw. die Wärmeintegration sowie die integrierte Dampferzeugung angepasst bzw. optimiert werden. Insgesamt ermöglicht eine elektrische Beheizung eine treffsicherere Regelung der Temperatur und infolge höhere Energieeffizienz sowie Produktausbeute. Die entsprechenden Kenngrößen sind in Tabelle 24 zusammengefasst.

- Das **Emissionsreduktionspotenzial** elektrischer Steamcracker betrifft (bilanziell) die gesamten brennstoffbedingten Emissionen von konventionellen Steamcrackern – also die derzeitigen 0,6 t CO_{2e}/t HVC. Bei gleichbleibender Produktion könnten durch eine (hypothetische) Umstellung der gesamten Steamcracker auf elektrische Beheizung damit (bilanziell) Emissionen von rund 8 Mt CO_{2e} pro Jahr eingespart werden. Der dafür bezogene Strom bzw. dessen Bereitstellung ist jedoch ggf. mit zusätzlichen Emissionen verbunden, zumindest übergangsweise. Bei Nichtumstellung des Feedstocks bleiben zudem die (gesamten) Emissionen bzgl. Naphthaherstellung aus Rohöl in Raffinerien (s. o.) bestehen.
- Der **Energiebedarf** verringert sich von derzeit 12–12,5 GJ/t HVC in konventionellen Crackern (davon 11–11,5 GJ/t HVC brennstoffbedingt) um ca. 20 Prozent auf rund 10 GJ/t HVC in E-Crackern (vgl. (Agora 2019)). Dies ist die Folge einer Effizienzsteigerung durch direktes Einbringen von elektrischer Energie ggü. einer Wärmeübertragung aus der Verbrennung von Erdgas. Zudem verschiebt sich der gesamte Energiebedarf von der vorwiegenden Nutzung von Brennstoffen (v. a. Erdgas/Methan) auf die ausschließliche Deckung des Energiebedarfs mit Strom. Bei Nichtumstellung des Feedstocks bleibt zudem auch der vorwiegend durch fossile

Energieträger gedeckter Energiebedarf bzgl. Naphthaerstellung aus Rohöl in Raffinerien (s. o.) bestehen.

- **Entwicklungsstand:** Fast alle der derzeit wichtigsten Unternehmen in der HVC-Produktion arbeiten intensiv an der großtechnischen Umsetzung elektrisch beheizter Steamcracker; Pilotanlagen sollen bereits 2023 verfügbar sein – wenige Jahre später (reines) E-Cracking im Industriemaßstab (process-worldwide 2021). Die technische sowie grundsätzliche Funktionsweise derartiger Anlagen ist gut verstanden, sodass Herausforderungen eher im Bau großindustrieller Infrastruktur gesehen werden (Agora 2019, S. 192). Wie bereits erwähnt, kann die Umstellung auf E-Cracking u. a. mittels schrittweiser Umrüstung bestehender Anlagen zur Wärmebereitstellung an konventionellen Steamcrackern erfolgen (sog. *revamp*). Es wird mit einem Beginn der Umstellung vor 2030 gerechnet (siehe Abschnitt 4.3.4).
- **Wirtschaftlichkeit:** Es wird angenommen, dass sich die Kapitalkosten eines E-Cracker nicht wesentlich von denen eines konventionellen Crackers unterscheiden, v. a. auch weil der vorwiegende Unterschied „nur“ in der Art der Wärmebereitstellung liegt. In der Anfangsphase einer Umstellung können die Investitionskosten zwar noch etwas höher ausfallen, langfristig sind elektrifizierte Anlagen jedoch häufig weniger kapitalintensiv als verbrennungsbasierte (vgl. (Schneider et al. 2019, S. 56)). Verglichen mit den Energieträgerkosten sind sie in jedem Fall nur sehr gering – für E-Cracker gemäß unseren Berechnungen ca. im Verhältnis 1:100. Die Energieträgerkosten¹⁵ liegen derzeit und in den Pfaden bis 2040 für E-Cracker noch deutlich (mindestens Faktor 2) über denen von konventionellen Anlagen (auch durch Verbrennung der Nebenprodukte in konventionellen Crackern). Werden die Kosten für Emissionen bzw. CO₂-Zertifikate (EU-ETS) berücksichtigt und wenn Nebenprodukte (Methan, Wasserstoff) im Fall von E-Cracking verkauft werden,¹⁶ ergeben die Berechnungen für E-Cracker¹⁷ aber bereits 2030 nur leicht höhere Produktionskosten (Summe von Kapital- und Betriebskosten; ungefähr 5 % höher), verglichen mit konventionellen Systemen. Der Strompreisanteil (2030–2040) liegt bei ca. einem Viertel bis einem Drittel der Gesamtproduktionskosten. Dies stimmt mit Einschätzungen in (Material Economics, 2019, S. 134) überein.
- **Förderinstrumente:** Es sind uns keine aktuellen oder geplanten spezifischen Förderinstrumente für E-Cracker bekannt. Über das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ unterstützt der Bund (BMWK) jedoch aktuell die Forschung und Demonstration von elektrischen Spaltöfen durch die BASF (in Zusammenarbeit mit SABIC und Linde) in Ludwigshafen mit über 14,8 Mio. Euro (KEI 2022).
- **Hemmnisse:** Die Preise der relevanten Energieträger (Erdgas, Strom) und deren Entwicklungen¹⁸ sind für die Wirtschaftlichkeit von E-Crackern ggü. konventionellen Anlagen zentral. Diesbezügliche Unsicherheiten können u. a. dazu führen, dass Investitionsprojekte verschoben oder gar ausgesetzt werden. Technisch bzw. systemisch ist durch die für das Cracken von Naphtha notwendigen Temperaturen v. a. die Bereitstellung der entsprechenden elektrischen Leistung eine Herausforderung. Für E-Cracker bewegt sich diese im Bereich von hunderterten MW, wodurch sich hohe Anforderungen an das Stromnetz, die Anschlussleistung und die Versorgung ergeben (process-worldwide 2021).¹⁹
- **Sekundäreffekte:** Da E-Cracker als direkter Ersatz bzw. durch Umrüstung konventioneller Anlagen funktionieren sollen, ist davon auszugehen, dass dadurch bzgl. Produkteigenschaften und Anforderungen an Rohstoffe keine großen Unterschiede bestehen werden. Auch die Anlagengröße sowie Produktionskapazitäten werden sich demnach voraussichtlich nicht

¹⁵ für die hinterlegten Energieträgerpreise siehe Kapitel 4.1.3

¹⁶ In konventionellen Steamcrackern werden diese, wie bereits erwähnt, meist direkt als Energieträger eingesetzt, was auch in den Entwicklungspfaden berücksichtigt wurde.

¹⁷ exemplarisch für E-Cracking mit zum Marktpreis bezogenem fossilem Naphtha gerechnet

¹⁸ Die hinterlegten Entwicklungen sind in Kapitel 4.1.3 zu finden.

¹⁹ Nicht als Hemmnisse, aber als zusätzliche Herausforderungen sollten technisch v. a. die elektrischen, chemischen und thermischen Anforderungen an die eingesetzten Materialien/Bauteile sowie die Wärmeintegration/Dampferzeugung in E-Crackern genannt werden.

wesentlich verändern. Da keine Verbrennungsprozesse involviert sind, werden Emissionen von Stickoxiden (NOx) vermieden. Durch die angeführten Vorteile in der Prozessführung, insbesondere bzgl. Temperaturregelung, wird mehr Flexibilität hinsichtlich Feedstock erwartet. In Bezug auf die Nutzung von Nebenprodukten ergeben sich Veränderungen, da diese nicht mehr direkt in den Spaltöfen verbrannt werden können. Die stoffliche Weiterverwendung derartiger Kohlenwasserstoffe in anderen Wertschöpfungsketten stellt jedoch v. a. in Zukunft eine wichtige Möglichkeit dar, da fossile Rohstoffe zunehmend wegfallen (müssen). Wie in Abschnitt 6.1.1 erläutert, ist nicht bekannt, ob eine Umstellung zu E-Cracking Veränderungen hinsichtlich Beschäftigten hervorruft. Ein höherer (möglicher) Automatisierungsgrad wird jedoch erwartet.

- **Produktionsverlagerung:** Es wird davon ausgegangen, dass Bau sowie Betrieb von elektrisch beheizten Steamcracking-Kapazitäten einiges an Know-how sowie bestehende Ressourcen konventioneller Anlagen voraussetzen. Zudem sind die derzeitigen Standorte der konventionellen Steamcracker bereits über ein Pipelinennetzwerk (v. a. für Ethylen, teils auch für Propylen) gut in restliche Wertschöpfungsketten eingebunden. Demnach wird mit Umrüstungen vieler der aktuell betriebenen Cracker gerechnet, wodurch die Wahrscheinlichkeit für (große) Produktionsverlagerungen aufgrund der Technologie selbst gering ist. Entsprechend der wenigen bestehenden Standorte können sich jedoch trotzdem einzelne Verlagerungen der Produktion ergeben, v. a. eben aufgrund von (auch veränderten) Infrastrukturegebenheiten hinsichtlich Feedstock und Integration in andere Wertschöpfungsketten.

Tabelle 24: Kenngrößen elektrischer Steamcracker

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Strombedarf (Cracken)	GJ/t HVC	9,0		konst.	(Agora 2019)
Strombedarf (Utilities)	GJ/t HVC	1,0		konst.	(DECHEMA und FutureCamp 2019)
Feedstockbedarf ¹⁾	t/t HVC	1,3		konst.	(Ren et al. 2006), wie konv. Anlage
Methanoutput ²⁾	t/t HVC	0,18		konst.	(Worrell et al. 2007)
Wasserstoffoutput ²⁾	t/t HVC	0,01		konst.	(Worrell et al. 2007)
Erwarteter Markthochlauf			2028	-	Annahme ³⁾
Lebensdauer	a	40		konst.	(Agora 2019), wie konv. Anlage
Investitionskosten	€/t HVC	74		konst.	Annahme: gleich wie konv. Anlage ⁴⁾

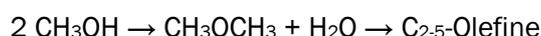
¹⁾ gleich für Naphtha und Pyrolyseöl / ²⁾ Verkauf angenommen / ³⁾ basierend auf Pressemitteilungen vieler der wichtigsten HVC-Produzenten / ⁴⁾ nicht auf Neubau bezogen, sondern auf Umrüstung konventioneller Anlage (vgl. (Schneider et al. 2019, S. 56))

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Methanol-to-Olefins (MtO)

Mittels Methanol-to-Olefins-Verfahren können aus dem einwertigen Alkohol Methanol, statt wie beim Steamcracken aus längererkettigen Kohlenwasserstoffen, Olefine hergestellt werden. Das MtO-Verfahren beruht auf einem komplexen chemischen Reaktionsschema, in dem Methanol über das Zwischenprodukt Dimethylether u. a. zu Olefinen umgesetzt wird, gemäß:



Die Reaktionen finden in entsprechenden Raten (nur) an Zeolith-Katalysatoren statt. Bei Temperaturen von 350–600 °C und einigen Bar Überdruck kann dabei das Verhältnis der Produkte und

damit auch das der resultierenden Olefine variiert werden. Technisch bestehen MtO-Anlagen grob aus zwei Bereichen: einem Reaktorteil und einem zur Produktaufbereitung. Dabei existieren verschiedene Verfahren, die von den entsprechenden Technologieentwicklern und -herstellern (siehe unten) angeboten werden und (teils) bereits großindustriell umgesetzt sind. Diese Verfahren unterscheiden sich speziell hinsichtlich Prozesskette, Reaktionsbedingungen sowie Katalysatorwahl und damit auch im Produktspektrum. Für einen Überblick siehe (Gogate 2019).

Als Rohstoff für MtO werden große Mengen Methanol (2,8 t/t HVC) benötigt (DECHEMA 2017). Für die Methanolproduktion (über Syngas) können verschiedene Rohstoffquellen herangezogen werden.²⁰ In China wird das MtO-Verfahren bereits großtechnisch zur Olefinproduktion, v. a. aus fossilen Rohstoffen wie Kohle (Coal-to-Olefins) oder Erdgas, eingesetzt. Die entsprechenden Kenngrößen finden sich in Tabelle 25. Neben MtO- werden auch MtA-Verfahren (Methanol-to-Aromatics) schon seit einigen Jahrzehnten erforscht/entwickelt. Deren Marktreife ist aber nicht auf dem Niveau der MtO-Prozesse, wobei v. a. der höhere spezifische Methanolbedarf (4,3 t/t HVC) und die infolge geringere BTX-Ausbeute zu höheren Produktionskosten führen würde.

- Das **Emissionsreduktionspotenzial** ergibt sich aus der Kombination des MtO-Verfahrens selbst mit der Methanolproduktion. Da der Energiebedarf zur Herstellung von (grünem) Methanol weit über dem der MtO-Prozesse liegt, ist das Reduktionspotenzial also stark von der (Art der) Methanolproduktion abhängig. Potenziell kann damit jedoch die gesamte Prozesskette der Olefin-Produktion in Steamcrackern ersetzt werden. Davon wären einerseits die brennstoffbedingten Emissionen der konventionellen Steamcracker betroffen (spezifisch 0,6 t CO_{2e}/t HVC; derzeit insgesamt 8 Mt CO₂/a). Andererseits würde aber auch die Bereitstellung des Feedstocks von Naphtha (für Steamcracker) auf Methanol (für MtO) verlagert. Dadurch können – gemäß und je nach Wahl der Prozessschritte dafür – weitere Emissionen reduziert werden. Im Maximalfall betrifft dies die gesamten derzeitigen 11 Mt CO_{2e}/a der Naphtha-Produktion zur HVC-Herstellung. Insgesamt ergibt dies also ein Reduktionspotenzial von ca. 19 Mt CO_{2e}/a.
- Der **Strombedarf** zur Bereitstellung der erforderlichen Prozessbedingungen, v. a. Temperaturen von 350–600 °C, für das MtO-Verfahren (ohne Methanolproduktion) beträgt um 5,0 GJ/t HVC (DECHEMA 2017). Damit liegen die nötigen Temperaturen und der spezifische Strombedarf deutlich unter jenen eines E-Crackers (ungefähr halb so groß). Stöchiometrisch ergibt sich für die Olefine (Ethylen, Propylen) ein Methanolbedarf von ca. 2,8 t/t HVC. Dadurch fällt (je nach Verfahren) zusätzlicher (erheblicher) Energiebedarf an.
- **Entwicklungsstand:** Wie erwähnt bestehen v. a. in China bereits großtechnische Anlagen. Diese verfügen mit bis zu 830 kt/a (chemengonline 2018) über ähnliche Kapazitäten wie die größten Steamcracker Deutschlands. Demonstrations- sowie Pilotanlagen gab es auch in Europa, z. B. in Belgien (chemengonline 2008). Es gibt mehrere unternehmerische Technologieentwickler und -hersteller, die unterschiedliche Verfahren und Anlagentypen vermarkten. Die wichtigsten sind (bzw. waren) UOP (USA), Norsk Hydro (Norwegen), Sinopec (China) und Air Liquide²¹ (Frankreich). Eine spezielle Variante zur vorwiegenden Herstellung von Propylen ist das Methanol-to-Propylene-Verfahren (MTP™ von Lurgi/Air Liquide), worüber aktuell auch mehrere Anlagen mit Kapazitäten von rund 500 kt/a betrieben werden (Thonemann et al. 2019). Insgesamt sind sowohl verschiedene (grüne) Methanolsyntheseverfahren als auch unterschiedliche MtO-Prozesse bereits kommerzialisiert. Eine Studie von Fraunhofer UMSICHT kommt zudem zum Ergebnis, dass prinzipiell der gesamte deutsche Ethylen- und Propylenbedarf über derartige Prozessketten (grüne Methanolproduktion plus MtO) gedeckt werden könnte; v. a. Wettbewerbsfähigkeit, erneuerbare Energien und nachhaltige CO₂-Quellen

²⁰ siehe Abbildung 13 mit entsprechenden Ausführungen

²¹ früher Lurgi (Deutschland), eingegliedert in Air Liquide

stellen jedoch große Herausforderungen dar (Thonemann et al. 2019). Zudem muss für die Herstellung von den HVC-Aromaten auf andere Verfahren (z. B. Steamcracking) zurückgegriffen werden.

- **Wirtschaftlichkeit:** Die Kapitalkosten für den Neubau einer MtO-Anlage liegen deutlich über jenen zur Umstellung eines konventionellen Steamcrackers auf elektrische Beheizung. Gemäß unseren Berechnungen sind sie dennoch nur ca. ein Fünftel verglichen mit den Energieträgerkosten für MtO. Die spezifischen Kosten für Energieträger (bezogen auf die Menge an produzierten HVC) liegen gemäß den getroffenen Annahmen²² bis 2030 etwas über jenen eines konventionellen Crackers. Nach 2030 lägen die reinen Produktionskosten für MtO (ohne Kosten für Methanol) unter jenen eines konventionellen Steamcrackers (ohne Kosten für Naphtha). Durch die benötigten Mengen an Methanol (plus Preise) liegen die Produktionskosten für HVC mit den getätigten Annahmen (ausschließlich grünes Methanol) jedoch im gesamten Szenarienzeitraum über jenen der konventionellen HVC-Produktion mit Naphtha-Crackern.
- **Förderinstrumente:** Es sind uns keine aktuellen oder geplanten spezifischen Förderinstrumente für MtO-Anlagen bekannt. Über das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ unterstützt der Bund (BMWK) prinzipiell den Bau von MtO-Anlagen, sofern diese perspektivisch kaum Emissionen ggü. der konventionellen Route aufweisen.
- **Hemmnisse:** Wie erwähnt stellen niedrige Methanolpreise eine zentrale Bedingung für eine wirtschaftliche Olefinproduktion über MtHVC-Verfahren dar. Darüber hinaus braucht es für eine großflächige Umstellung der HVC-Produktion auf MtHVC-Verfahren große Mengen an (grünem) Methanol. Die Bedingung, grünes Methanol zu verwenden, ist hinsichtlich einer zielführenden Emissionsreduktion zentral, erschwert aber die Wirtschaftlichkeit dieser Route. Die Produktion dieses Methanols ist selbst H₂-, strom- und kapitalintensiv (vgl. Thonemann et al. 2019), kann jedoch auch eine Möglichkeit darstellen, Kohlenstoff aus anderen Prozessen in einem Produktkreislauf zu halten (z. B. CO₂ aus der Abscheidung bei der Zementherstellung oder aus Altplastik-/Biomassepotenzialen). Im Gegensatz zur Vermeidungstechnologie der E-Cracker, wo eine Umstellung bestehender Produktionskapazitäten möglich ist, ist man bzgl. MtHVC auf den Bau von Neuanlagen angewiesen, wodurch die entsprechenden Investitionskosten höher ausfallen. Kommerziell werden (in China) bislang große Anlagen zugebaut, wodurch bei ähnlichem Vorgehen in Deutschland erhebliche Investitionen anfallen.
- **Sekundäreffekte:** Eine Umstellung auf MtHVC-Verfahren bedingt eine Neustrukturierung der gesamten Wertschöpfungskette, da sowohl andere Rohstoffe als auch andere Technologien eingesetzt werden als bislang. Trotzdem kann größtenteils auf etablierte und bekannte Prozesse der chemischen Industrie gesetzt werden, wodurch sich verschobene Verflechtungen der Produktion, z. B. in den Verbundstandorten, ergeben. Der Neubau entsprechender Anlagen könnte v. a. übergangsweise zu erhöhter Beschäftigung führen. Eine inländische oder europäische Produktion des (grünen) Methanols könnte zudem, gegenüber der derzeitigen Bereitstellung der Feedstocks für die HVC-Produktion über fossile Importe, mehr Arbeitsplätze in Deutschland oder der EU schaffen (siehe Kapitel 6.1.1). Darüber hinaus wird Methanol bereits seit einiger Zeit als vielfältig einsetzbar und als Plattformchemikalie für weitere (auch zukünftige) Wertschöpfungsketten (z. B. als/für Kraftstoff/e) gehandelt (vgl. (Verhelst et al. 2019), (Yarulina et al. 2018)), da es relativ einfach zu lagern und zu transportieren ist. Die tatsächliche (breite) Umsetzung derartiger Aussichten ist jedoch unsicher.
- **Produktionsverlagerung:** Da die preiswerte Methanolproduktion mitunter von geographischen Faktoren abhängt, ist eine Verlagerung der Produktion an Küstenstandorte sowie Orte mit großem EE-Potenzial denkbar. Thonemann et al. (2019) identifizieren v. a. im Nordwesten Deutschlands, in der Nähe von CO₂-Quellen und an Raffineriestandorten, wo eine Einbindung in andere Wertschöpfungsketten per Pipeline gegeben oder möglich ist, die größten

²² für Energieträgerkosten siehe Kapitel 4.1.3

Potenziale. Eine Möglichkeit bestünde darin, dass Methanol auch bspw. per Schiff oder Pipeline (z. B. über Rotterdam) nach Deutschland transportiert und vor Ort zu Olefinen verarbeitet wird (das ist in Pfad B stärker berücksichtigt, siehe Kapitel 4.3.4).

Tabelle 25: Kenngrößen Methanol-to-Olefins (MtO)

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Strombedarf	GJ/t HVC	5,0		konst.	(DECHEMA 2017), eigene Daten
Methanolbedarf	t/t HVC	2,8		konst.	(DECHEMA und FutureCamp 2019), stöchiometrisch
Wasseroutput	t/t HVC	0,2		konst.	stöchiometrisch
Erwarteter Markthochlauf			2025	-	Annahme ¹⁾
Lebensdauer	a	30		konst.	Annahme
Investitionskosten	€/t HVC	191		konst.	(Agora 2019)

¹⁾ bereits am Markt (v. a. in China, zur HVC-Produktion aus Kohle und Erdgas), bislang nicht in Europa/aus erneuerbaren Rohstoffen

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Chemisches Recycling

Weltweit wie auch in Deutschland nimmt die Nutzung von Kunststoffen und damit auch der entsprechende Abfall zu. Bislang landete weltweit der Großteil dieses Altplastiks in Deponien oder der natürlichen Umgebung (Geyer et al. 2017). In Deutschland lag der Kunststoffverbrauch 2021 bei rund 12,4 Mt, wobei ca. 5,7 Mt an Kunststoffabfällen gesammelt wurden (conversio 2022, S.12/20). Der Großteil der Kunststoffabfälle fällt durch kurzlebige Produkte, wie Verpackungen, an, wobei mehr als 99 Prozent des Altplastiks in Deutschland stofflich oder energetisch verwertet und weniger als ein Prozent deponiert werden. Zwischen einem Drittel und der Hälfte aller Kunststoffabfälle²³ wurden dabei 2021 (werk-)stofflich verwertet, der Rest (also über die Hälfte) energetisch (conversio 2022, S. 13).

Nur 26 kt Altplastik wurden 2021 in Deutschland über chemisches Recycling einer weiterführenden Nutzung zugeführt, größtenteils (23 kt) als Reduktionsmittel in der Stahlproduktion; nur ~3 kt wurden zur Gewinnung von Kunststoffrohstoffen chemisch recycelt (conversio 2022, S. 13/34). Nichtsdestotrotz wird chemisches (in Kombination mit mechanischem) Recycling bereits seit längerer Zeit als zentral für die Klimaneutralität der chemischen Industrie und v. a. der HVC-Produktion diskutiert. Mechanisches Recycling wird wie erwähnt bereits seit Jahren großtechnisch umgesetzt. Für chemisches Recycling wird in den nächsten Jahren ein massiver Markthochlauf erwartet – 2021 haben europäische Plastikhersteller bspw. erhebliche Investitionen geplant, mit einem Hochlauf von 2,6 (2025) auf 7,2 Milliarden Euro bis 2030 (plasticseurope 2021, S. 9). Chemisches Recycling gilt als wichtige und komplementäre Technologie zum mechanischen Recycling (VCI et al. 2021), v. a. dort wo mechanische Verfahren nicht zielführend sind. Diese haben bspw. Probleme bei stark vermischten, verschmutzten Kunststoffabfällen und bzgl. Qualität der Recyclingprodukte (Maisels et al. 2021). Während Abfälle beim mechanischen Recycling v. a. getrennt und (mehr oder weniger) direkt wiederverwendet werden, besteht das chemische Recycling aus chemischen Verfahren, durch die Abfälle aufbereitet, auf molekularer Ebene in ihre Ausgangsstoffe zerlegt, und anschließend wieder ähnlich der Primärproduktion zu HVC verarbeitet werden

²³ je nach Berechnungsmethode (Menge gemessen am Eingang oder an der letzten Stufe der Recyclinganlage) – vgl. (conversio 2022)

(können). Es kommen Prozesse wie Pyrolyse, Solvolyse, Cracking oder Vergasung zur Anwendung. Zwar sind diese deutlich aufwändiger als jene des mechanischen Recyclings, es können dadurch aber bspw. Produkte in der Qualität von Neuware hergestellt werden.

Im Fall der Pyrolyse wird Altplastik durch Zufuhr thermischer Energie (unter Sauerstoffausschluss) in ein Produktgemisch aufgespalten, das feste, flüssige (sog. Pyrolyseöl) und gasförmige Anteile enthält. Die Zusammensetzung dieser Pyrolyseprodukte variiert mit dem eingesetzten Altplastik und den Spaltbedingungen. Typischerweise werden Temperaturen von 300–700 °C und Verweilzeiten von Sekunden bis Stunden eingesetzt. Entsprechend der niedrigen Wärmeleitfähigkeit von Kunststoff und der zähflüssigen Schmelze ist es prozesstechnisch indiziert, die Oberfläche des Materials groß und den Stofftransport hoch zu halten. Es werden bspw. Drehrohöfen, Wirbelschichtreaktoren und Rührkessel eingesetzt, teils wird auch mit Trägermedien gearbeitet (Lechleitner et al. 2020). Die Prozessführung kann auf eine Ausbeute von 90 Prozent Pyrolyseöl optimiert werden (Maisels et al. 2021), das ähnliche Eigenschaften wie Naphtha aufweist. V. a. für chemisches Recycling zur HVC-Produktion erscheint damit die Herstellung von Pyrolyseöl und die Weiterverarbeitung in Crackern als vielversprechendster Weg.²⁴ In Tabelle 26 sind die entsprechenden Kenngrößen angeführt.

- Das **Emissionsreduktionspotenzial** bezieht sich v. a. auf den Ersatz der konventionellen Feedstocks der HVC-Produktion – speziell fossiles Naphtha. Das Potenzial betrifft somit die Emissionen aus der Herstellung fossilen Naphthas (v. a. 0,64 t CO_{2e}/t Naphtha; derzeit 11 Mt CO_{2e}/a, s. o.). Zudem werden Emissionen und anderweitige Probleme, die derzeit durch energetische Verwertung (vgl. IN4climate.NRW 2020) oder Entsorgung/Deponierung von Altplastik entstehen (vgl. Geyer et al. 2017), vermieden. Würde das gesamte angenommene Altplastikpotenzial für chemisches Recycling²⁵ stattdessen energetisch verwertet, müsste von zusätzlichen jährlichen THG-Emissionen von 10–12 Mt CO_{2e} ausgegangen werden.
- Der **Strombedarf** zur Bereitstellung der erforderlichen Prozessbedingungen beträgt 15,8 GJ/t Pyrolyseöl, das wiederum (z. B. gemäß Abschnitt 3.3.2) in Steamcrackern zu HVC verarbeitet wird. Dem steht der potenziell vermiedene Energiebedarf der Naphtha-Produktion von 5,5 GJ/t Naphtha (derzeit vorwiegend durch fossile Energieträger gedeckt) gegenüber.
- **Entwicklungsstand:** Die nötigen Technologien für chemisches Recycling werden in einer Vielzahl an Projekten teils noch erforscht.²⁶ Großtechnische Altplastikpyrolyseanlagen (bspw. von Plastic Energy und Pyrum Innovation) sind aber auch bereits am Markt. Dies umfasst Anlagen im Pilot-/Demonstrationsmaßstab bis hin zu Infrastrukturen mit Kapazitäten über 60.000 t/a. V. a. seit 2019 gibt es eine deutliche Zunahme der Anzahl größerer Projekte (Maisels et al. 2021). Im deutschsprachigen Raum betreiben bspw. OMV und BASF bereits Anlagen im Prototypen-/Pilotmaßstab (siehe z. B. Fußnote in Tabelle 26); daneben sind große Investitionen/Anlagen in Planung (IN4climate|NRW 2020, S. 17); in den USA bspw. auch Projekte mit Kapazitäten von mehreren hundert Kilotonnen pro Jahr. Eine Übersicht zu Anlagen, Projekten und deren Spezifika findet sich in (Maisels et al. 2021, SI). Weltweit beträgt die Kapazität der Pyrolyseanlagen 2021 rund 1 Mt; Ankündigungen sprechen von einer Verdreifachung bis 2030 (Maisels et al. 2021).
- **Wirtschaftlichkeit:** Die Herstellung von HVC über chemisches Recycling (via Pyrolyse) und die Verwertung des hergestellten Pyrolyseöls in (elektrisch beheizten) Crackern bietet nach unseren Berechnungen bereits in wenigen Jahren sowie auch langfristig die kostengünstigste vorwiegend inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion in Deutschland (siehe Kapitel 4.3.4). Bislang ist die Wirtschaftlichkeit des chemischen Recyclings v. a. vom Öl-/

²⁴ Ggf. können C-haltige gasförmige Nebenprodukte über andere Verfahren (wie Methanolproduktion + MtO) weiterverarbeitet werden.

²⁵ für das Altplastikpotenzial Deutschlands siehe Kapitel 4.3.4; derzeit verfügbar ~3.500 kt/a (DECHEMA und FutureCamp 2019)

²⁶ Neben der Pyrolyse werden weitere Technologien, wie Solvolyse, Cracking oder Vergasung entwickelt (IN4climate.NRW 2020). Das schnellste und größte Potenzial wird für die HVC-Herstellung jedoch der Pyrolyse unterstellt.

Naphthapreis abhängig und dadurch erschwert. Langfristig wird jedoch davon ausgegangen, dass die entsprechenden Preise der fossilen Energieträger (verglichen mit heute) deutlich steigen (siehe Abschnitt 4.1.3), was die Wirtschaftlichkeit des chemischen Recyclings entsprechend begünstigt. Zudem beeinflussen Abfallverfügbarkeit, Infrastruktur- sowie laufende Kosten und die Produktnachfrage die Rentabilität, wobei BCG (2019) diese für verschiedene Märkte verglichen und (größtenteils) nachgewiesen hat. Die Verfügbarkeit von preiswertem Grünstrom ist dabei ebenso zentral.

- **Förderinstrumente:** Es sind uns keine aktuellen oder geplanten spezifischen Förderinstrumente für chemisches Recycling bekannt. Förderungsbedarf wird in (VCI et al. 2021) konstatiert. Über das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ unterstützt der Bund (BMWK) prinzipiell den Bau von Altplastikpyrolyseanlagen, sofern diese perspektivisch kaum Emissionen ggü. der konventionellen Route aufweisen. Die Einsparungen liegen im Wesentlichen bei der Vorkette (Naphthaerzeugung, s. o.) und in der Abfallverwertung. Diese sind jedoch außerhalb des Betrachtungsrahmens dieses Förderprogrammes, weshalb sich in diesem Fall eine Förderung wahrscheinlich als schwierig erweisen würde.
- **Hemmnisse:** Hinsichtlich Emissionsbilanz ist es wichtig, die Anlagen nicht autotherm (also Energiebedarf durch interne thermische Verwertung von Altplastik gedeckt) zu betreiben, sondern allotherm (über grüne Elektrizität).²⁷ Entsprechende Untersuchungen mit belastbaren Daten fehlen unseres Wissens aber weitestgehend. Diese Art der Prozessführung führt jedoch zu einem erheblichen (spezifischen) Strombedarf (siehe Tabelle 26). Zudem ist die Altplastikverfügbarkeit beschränkt und entwickelt sich gemäß Abfallaufkommen, -zusammensetzung und -qualität. Die verfügbaren Abfallmengen sind unseres Wissens der am stärksten limitierende Faktor der Potenziale des chemischen Recyclings für die HVC-Produktion. Gemäß der geplanten Pyrolysekapazitäten (s. o.) ist jedenfalls zu erwarten, dass nicht die gesamte (derzeitige) HVC-Produktion in Deutschland durch chemisches Recycling gedeckt werden kann. Viele der eingesetzten Verfahren sind relativ tolerant ggü. gemischten Abfällen (z. B. gemischte Kunststoffe oder mit Biomasse). Wenige bestimmte Abfälle (z. B. das chlorhaltige PVC oder Abfälle mit giftigen Begleitstoffen) müssen anderweitig, ggf. mittels Gasifizierung bei höheren Temperaturen, verarbeitet werden (Agora 2019, S. 48; Lechleitner et al. 2020). Zudem können bestimmte Kunststoffe, wie PU oder PET, bspw. mittels Solvolyse zielführender recycelt werden, da hierbei die entsprechenden Ausgangsstoffe für die Polymerisation, wie Monomere, in ausreichender Qualität zurückgewonnen werden können (Maisels et al. 2021). Da auch synthetische Kraftstoffe (v. a. SAF²⁸) in Zukunft auf Abfallpotenziale (v. a. Altplastik und Biomasse) zugreifen werden, ist eine konkurrierende Abschöpfung denkbar – auch bzgl. der Anlagenkapazität in der Aufbereitung und Weiterverarbeitung.
- **Sekundäreffekte:** Pyrolyseöl aus der Altplastikverwertung kann größtenteils als direkter Ersatz für fossiles Naphtha und damit ohne Qualitätsverlust ggü. den konventionellen Verfahren zu HVC weiterverarbeitet werden (IN4climate.NRW 2020). Diese Umstellung hätte somit nur minimale Auswirkungen auf die nachgelagerte Wertschöpfungskette. Die verstärkte Nutzung der Potenziale wird jedoch Auswirkungen auf die sonstigen Raffinerieprozesse, die entsprechende Infrastruktur sowie die Fernwärmeerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen (die die entsprechenden Altplastikpotenziale derzeit energetisch verwerten) haben. Die Kunststoffsammlung und -aufbereitung ist in Deutschland bereits etabliert. Für eine breite Umsetzung chemischen Recyclings ist jedoch die nachhaltige Integration der Abfallaufbereitung in die restlichen (v. a. chemischen) Wertschöpfungsketten zentral; es müssten Kapazitäten zur entsprechenden Abfallaufbereitung aufgebaut werden, wodurch voraussichtlich, ggü. des

²⁷ bspw. auch nicht allotherm über externes Verbrennen von Beiprodukten – siehe bspw. (Fivga et al. 2018)

²⁸ SAF = synthetic aviation fuels (synthetische Flugkraftstoffe); ähnliche Produktion wie grünes Naphtha über Fischer-Tropsch-Verfahren (FT) möglich

derzeit vorwiegenden Imports der fossilen Feedstocks zur HVC-Produktion, auch Arbeitsplätze geschaffen werden und Abhängigkeiten vermindert bzw. verlagert werden.

- **Produktionsverlagerung:** Die Ansiedlung der zentralen Verfahren des chemischen Recyclings (v. a. Pyrolyse) zeichnet sich derzeit vorwiegend an den Chemiestandorten der bestehenden Cracker ab. Eine dezentralere Entwicklung gemäß des Abfallaufkommens und der entsprechenden Verfügbarkeit/Aufbereitungsanlagen ist aber – abhängig von den implementierten Technologien – auch denkbar. International betreiben bereits heute Unternehmen unterschiedlichster Größe Anlagen mit verschiedensten Kapazitäten (Maisels et al. 2021, SI).

Tabelle 26: Kenngrößen chemischen Recyclings (Pyrolyse von Altplastik)

Aktueller Stand und Entwicklung

Kenngröße	Einheit	Wert	Jahr	Entwicklung	Quelle(n)
Strombedarf (Pyrolyse)	GJ/t Öl	14,5		konst.	(Material Economics 2019), (Agora 2019), (Fivga et al. 2018), Annahme ¹⁾
Strombedarf (Utilities)	GJ/t Öl	1,3		konst.	(Agora 2019), (Fivga et al. 2018)
Altplastikbedarf	t/t Öl	1,18		konst.	(Fivga et al. 2018)
Erwarteter Markthochlauf			2025		Annahme ²⁾
Lebensdauer	a	30			Annahme
Investitionskosten	€/t HVC	480		konst.	(DECHEMA und FutureCamp 2019)

¹⁾ strombasierte Pyrolyse; ²⁾ (DECHEMA und FutureCamp 2019) gibt 2030 an, wird aber bereits umgesetzt, vgl. (OMV 2021b), Hochlauf in kleinen, aber relevanten Mengen ab 2025 angenommen

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten Quellen)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Weitere vorgelagerte Prozesse (vgl. Abbildung 13), wie Elektrolyse, Methanpyrolyse, Biomassevergasung und Fischer-Tropsch-Synthese, werden nicht im Detail betrachtet. Deren Anwendung fließt aber über relevante Parameter (Kosten, Input, Output), v. a. auf Basis der in (DECHEMA 2017) und (DECHEMA und FutureCamp2019) angegebenen Kenngrößen, in die Berechnungen ein.

4 Technische Entwicklungspfade für eine klimaneutrale Produktion in ausgewählten Grundstoffindustrien

Dieses Kapitel skizziert zwei mögliche technische Entwicklungspfade, die jeweils bis 2045 THG-emissionsarme Grundstoffindustrien in einem weitgehend klimaneutralen Deutschland erreichen. Diese Entwicklungspfade haben einen Überblickscharakter: Sie gehen zwar vertieft in das Zahlengerüst der einzelnen Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC ein, eine Einbindung in ein bundesdeutsches oder gar europäisches Energiesystem wird in Rahmen dieser Studie jedoch nicht vorgenommen, sondern nur angedeutet. Die Entwicklungspfade basieren unter anderem auf Vorarbeiten von Prognosen und von bereits veröffentlichten Studien Dritter. Diese dienen als Grundlage für die Pfaderstellung – es wurden keine neuen (Energiesystem-)Szenarien gerechnet.

Bevor auf die Entwicklungspfade selbst eingegangen wird, werden zuvor die Einflüsse wie die Rahmendaten sowie die betrachteten Eigenschaften und Charakteristika der Entwicklungspfade erläutert.

4.1 Einflüsse

4.1.1 Politische Instrumente

Die derzeit bestehenden sowie konkret geplanten politischen Instrumente, die der Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie förderlich sind, werden bei der Erstellung der Entwicklungspfade berücksichtigt. Diese sind, gruppiert nach Wirkungsbereich, die folgenden:

- Fördermechanismen für Energieeffizienz
 - insbesondere die „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft“, welche in insgesamt fünf Modulen die Felder (a) Querschnittstechnologien, (b) Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien, (c) Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR), Sensorik und Energiemanagementsoftware, (d) Optimierung von Anlagen und Prozessen sowie (e) Transformationskonzepte zwischen 30 und 50 % der förderfähigen Kosten per Zuschuss oder Kredit abdeckt²⁹
 - aber auch noch einige weitere Förderprogramme mit dem Ziel der Steigerung der Energieeffizienz, darunter die „Energieeffizienzprogramme für Produktionsanlagen und Prozesse“ der KfW³⁰ sowie ergänzende Länderprogramme, welche zinsgünstige Darlehen von bis zu 25 Mio. Euro für Energieeffizienzvorhaben im Bereich Produktionsanlagen und -prozesse ab 10 % Energieeinsparung anbieten
- Fördermechanismen für emissionsarme/-freie Prozesstechnologien
 - „Dekarbonisierung in der Industrie“ (inkl. geplanter Aufstockung) fördert exklusiv energieintensive Industrieunternehmen mit Prozessemissionen, welche vom EU-Emissionshandel betroffen sind, bei der Forschung, Entwicklung, Erprobung und/oder Investition von

²⁹ https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html, abgerufen am 14.11.2022

³⁰ <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/EE-Produktion-292/>, abgerufen am 14.11.2022

- prinzipiell emissionsfreien/-armen Technologien mit Fördersätzen von 25 bis 60 % der förderfähigen Kosten³¹
- auch „KlimPro-Industrie – Vermeidung von klimaschädlichen Prozessemissionen in der Industrie“ zielt auf Unternehmen der Grundstoffindustrie und fördert insbesondere Verbundprojekte, die in einer Partnerschaft von Unternehmen (Umsetzung) und Hochschule (Skalierung) entstehen³²
 - „CO₂-Abscheidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien“ richtet sich ebenfalls insbesondere an die Grundstoffindustrie, aber auch an Hochschulen und außeruniversitäre Forschungseinrichtungen und fördert in einer ersten forschungslastigeren Phase Anstrengungen, um Lücken beim großtechnischen Einsatz von Technologien und Prozessen zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung zu schließen; eine anschließende zweite Phase („CO₂-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien“) forciert die Förderung großer CCU/CCS-Demonstrationsprojekte in der Grundstoffindustrie³³
 - eine Förderung von Projekten zu grünem Wasserstoff findet auf breiter Ebene in einer Vielzahl von Förderprojekten statt (Nationale Wasserstoffstrategie, H2Global, Important Project of Common European Interest (IPCEI) Hydrogen u. a.), von der Erzeugung über die Verwendung und Transport bis zum Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarkts³⁴
 - Fördermechanismen für Ressourceneffizienz
 - der „EU-Aktionsplan Circular Economy“ zielt auf die gesamte Lebensdauer eines Produktes, dessen Design soll Langlebigkeit, Reparierbarkeit und schließlich Recyclingfähigkeit der verbauten Rohstoffe umfassen und ermöglichen³⁵
 - „Ressourceneffiziente Kreislaufwirtschaft“ fördert seit 2019 neue Technologien und Dienstleistungen zum Thema mit insgesamt 150 Mio. Euro³⁶
 - Marktmechanismen (noch ohne konkrete Vorgaben oder Förderprogramme, aber in Diskussion und Begutachtung)
 - Grenzausgleichsmechanismus (CBAM)
 - Pilotprogramm und Weiterentwicklung CCfD³⁷
 - Grüne Leitmärkte inkl. eines Zertifizierungssystems für den CO₂-Fußabdruck bestimmter Stoffe
 - Weiterentwicklung des europäischen CO₂-Zertifikatehandels (EU-ETS) im Rahmen des „Fit for 55“ der Europäischen Kommission³⁸

Für die Energieeffizienz-Förderprogramme gilt, dass deren Wirkung auf den Endenergiebedarf als notwendiger Beitrag zur effizienten Erreichung der Ziele in beiden Pfaden in gleichem Maße angenommen wird. D. h. es wird angenommen, dass die Anstrengungen, das Energiesystem klimaneutral zu gestalten, in jedem Falle auch implizieren, dass die Energieeffizienz weitgehend ausgereizt werden muss („efficiency first“). Auch die Einführung der genannten Marktmechanismen ist notwendig, um die international unterschiedlichen Zeitpunkte einer Klimaneutralität miteinander zu vereinbaren. Die genaue Ausgestaltung der Marktmechanismen hingegen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Es wird lediglich unterstellt, dass derartige Marktmechanismen erfolgreich in der Lage sind, die durch Klimaschutz bzw. Klimaneutralität entstehende internationale Kosten disparität auszugleichen.

³¹ <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/foerderprogramm/>, abgerufen am 14.11.2022

³² <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/klimpro-industrie.php>, abgerufen am 14.11.2022

³³ <https://www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/co2-abscheidung-und-nutzung>, abgerufen am 14.11.2022

³⁴ eine Übersicht bietet <https://www.bmwk.de/Navigation/DE/Wasserstoff/home.html>, abgerufen am 14.11.2022

³⁵ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_420, abgerufen am 14.11.2022

³⁶ <https://www.fona.de/de/themen/rohstoffeffizienz.php>, abgerufen am 14.11.2022

³⁷ <https://www.bmu.de/download/eckpunkte-pilotprogramm-fuer-klimaschutzvertraege>, abgerufen am 14.11.2022

³⁸ <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/fit-for-55-eu-emissions-trading-system/>, abgerufen am 14.11.2022

Die Prozesstechnologie-Programme fördern in der Breite die wesentlichen Technologien, mit deren Hilfe die energieintensiven Industriebranchen klimaneutral produzieren können. Inwieweit sich die einzelnen Technologien am Markt etablieren, ist Gegenstand der Definition der beiden Entwicklungspfade (Abschnitt 4.3). Ebenfalls wird in dieser Definition *ansatzweise* der Grad der Ressourcen- und Materialeffizienz abgeschätzt – konkret die bauliche Effizienz von Stahlkonstruktionen und Gebäuden sowie das Recycling von Kunststoffen.

4.1.2 Externe Szenarienarbeiten

Bereits bestehende externe Szenarienarbeiten werden herangezogen, um einerseits relevante Technologieoptionen bei den drei in dieser Studie betrachteten Grundstoffindustrien mit den anderen Ansätzen zu vergleichen, sofern das jeweils ersichtlich ist. Andererseits werden diese Szenarienarbeiten herangezogen, um zusätzlich zu den in dieser Studie gewählten Vermeidungstechnologien ein Bild über das übrige Energiesystem (also alle Emittenten außer den drei emissionsintensivsten Grundstoffindustrien) zu erhalten, denn nur durch die Betrachtung des Gesamtsystems können etwaige Restriktionen eingehalten und Widersprüche aufgelöst werden. Die betrachteten Szenarienarbeiten sind:

- Klimaneutrales Deutschland 2045, von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende
Szenario: KNDE2045
- Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, von Consen-
tec, Fhg-ISI, TU Berlin, ifeu, im Auftrag des BMWK
Szenario: TN-Strom
- Aufbruch Klimaneutralität, von EWI, FIW, ITG, Uni Bremen, Stiftung Umweltenergierecht, Wup-
pertal-Institut, im Auftrag der dena
Szenario: KN 100
- Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, BCG, im Auftrag des BDI
Szenario: Zielpfad
- Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045, von PIK, MCC, PSI, RWI, IER, Hereon,
Fhg-ISI, Fhg-ISE, Fhg-IEG, Fhg-IEE, DLR-VF, DLR-VE, DLR-FK, im Auftrag der Ariadne-Koperni-
kus-Projekte
Szenario: Technologiemix

Kenndaten der restlichen Sektoren

Bei der Betrachtung der externen Studien wurden sämtliche verfügbare Aussagen zum Energiebe-
darf nach Sektor und zusätzlich nach Energieträger sowie zu den Treibhausgasemissionen nach
Emittentengruppe zusammengetragen. Dabei wurden die verfügbaren Werte eines Verbrauchers
(EEV-Sektor × Energieträger; Tabelle 27) bzw. eines Emittents (THG-Sektor; Tabelle 28) bzw. der
Erzeugerseite (Strom, Fernwärme, Wasserstoff; Tabelle 29) für alle Vergleichsstudien gemittelt
und die Standardabweichung bestimmt. An wenigen Stellen mussten eigene Abschätzungen ba-
sierend auf Daten der Prognos vorgenommen werden.

Tabelle 27: Endenergieverbrauch der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien

ohne die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC; in PJ

Verbraucher	Mittelwert				Änderung Δ 20–45	Unsicherheit 2045	
	2020	2030	2040	2045		absolut	relativ
Verkehr	2817	2464	1739	1377	-51 %	±214	±16 %
Gebäude (PHH+GHD)	3491	3015	2396	2086	-40 %	±317	±15 %
sonstige Industrie	1290	1223	1597	1784	+38 %	±261	±15 %
Strom	1533	1850	2185	2353	+54 %	±334	±14 %
Fernwärme	388	470	441	427	+10 %	±193	±45 %
Biomasse	609	643	699	727	+19 %	±380	±52 %
Umweltwärme	0	313	376	407		±97	±24 %
Wasserstoff	0	29	343	500		±329	±66 %
Synthetische Energieträger (ohne H2)	0	88	568	808		±250	±31 %
Fossile Brennstoffe	5069	3309	1121	27	-99 %	±0	±0 %
Gesamt	7598	6702	5732	5247	-31 %	±463	±9 %

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten externen Szenarienarbeiten)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 28: Treibhausgasemissionen der restlichen Sektoren der Vergleichsstudien

ohne die Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC; in Mt CO_{2e}

Emittentengruppe	Mittelwert				Änderung Δ 20–45	Unsicherheit 2045	
	2020	2030	2040	2045		absolut	relativ
CRF 1A1 Energie und 1B Diffuse Emissionen	219,2	91,0	30,0	-0,5	-100 %	±0,5	±100 %
CRF 1A2 Industrie (ohne Stahl, Zement, HVC)	44,9	26,1	10,4	2,5	-94 %	±0,0	±0 %
CRF 1A3 Verkehr	147,2	105,5	35,2	0,0	-100 %	±0,0	
CRF 1A4 Gebäude	125,6	76,0	25,3	0,0	-100 %	±0,0	
CRF 2 Industrieprozesse* (ohne Stahl,Zement,HVC)	28,5	16,7	8,1	6,6	-77 %	±0,0	±0 %
CRF 3 Landwirtschaft + CRF 5 Abfall	64,9	60,0	53,3	50,0	-23 %	±11,0	±22 %
CRF 4 LULUCF	-11,3	-13,5	-21,8	-26,0	131 %	±15,0	±58 %
Gesamt	619	362	141	33	-95 %	±15	±57 %

*) z. T. geschätzt

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten externen Szenarienarbeiten)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 29: Erzeugerseite der Vergleichsstudien

insgesamt (inkl. Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC); in TWh

Erzeuger	Mittelwert				Änderung Δ 20–45	Unsicherheit 2045	
	2020	2030	2040	2045		absolut	relativ
Stromerzeugung	522	653	949	1097	+110 %	±361	±33 %
davon aus Wind, Wasser und Photovoltaik	115	361	688	852	+641 %	±114	±13 %
davon aus Biomasse*	121	119	69	44	-64 %	±6	±13 %
Fernwärmeerzeugung/Müllverbrennung	118	150	176	190	+61 %	±71	±37 %
Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse)**	0	8	95	139		±25	±18 %

*) z. T. geschätzt / **) hier ohne den Wasserstoffbedarf der Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten externen Szenarienarbeiten)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

4.1.3 Rahmendaten

Die im Folgenden aufgeführten Rahmendaten gelten in der Regel identisch für beide Entwicklungspfade. Während diese Annahme für z. B. die Bevölkerungsentwicklung sowie die Klimaziele trivial ist, gibt es z. B. bei der Wertschöpfung und den Energieträgerpreisen eine gewisse Rückkopplung zwischen den sich in den Pfaden unterscheidenden Produktionskosten sowie dem unterschiedlichen Energiebedarf – insbesondere Strombedarf. Hierbei müssten die sich gegenseitig beeinflussende ökonomische Entwicklung, die Produktnachfrage, die für die Produktion benötigte Energie sowie deren Preise dynamisch und rückgekoppelt angepasst werden (zu der aktuellen Ausnahme des Ukrainekrieges geht Abschnitt 4.1.5 ein). Dieser Ansatz ist jedoch (im Rahmen der Studie) zu umfangreich und seine konkreten Auswirkungen (auf die Änderung der Ergebnisse von einer zur nächsten Rückkopplungsschleife) zu gering. Aus diesen Gründen muss und darf auf die vereinfachte Annahme zurückgegriffen werden, dass sich die genannten Größen im Prognosezeitraum näherungsweise unabhängig voneinander entwickeln.

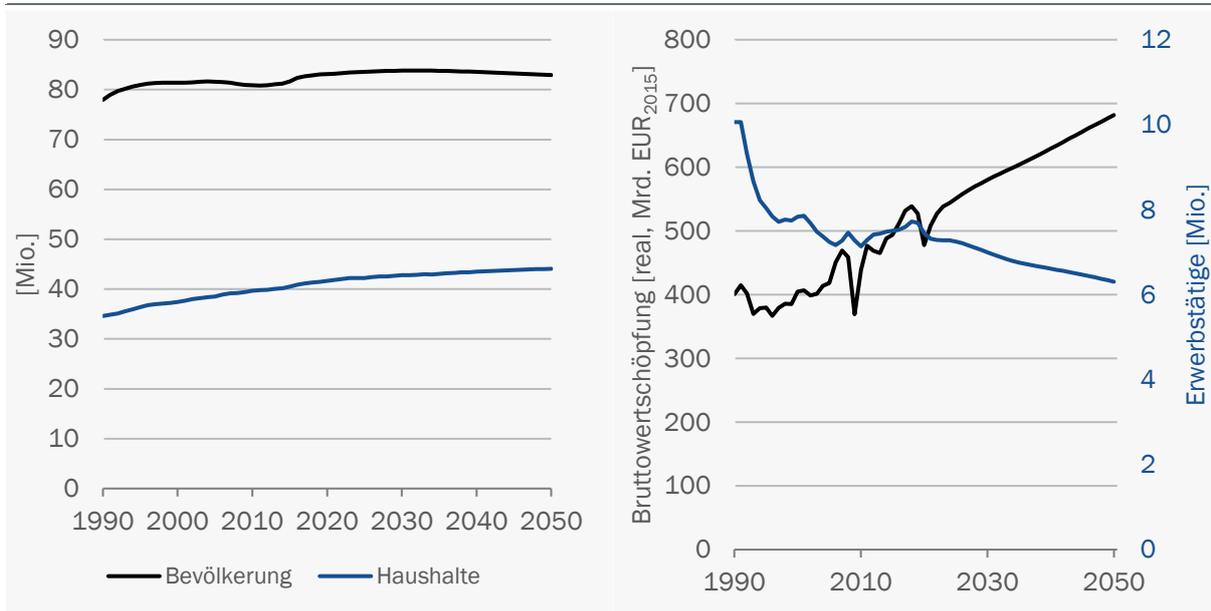
Sozioökonomische Rahmendaten

Die den beiden Entwicklungspfaden zugrunde gelegten Rahmendaten für die Energiesystem-Modellierung sind alle exogenen und damit nicht beeinflussbar (auch nicht rückwirkend). Wesentliche sozioökonomische Kenngrößen, welche die Energienachfrage – zumindest die durch sich ändernde Mengen beeinflusste – weitgehend bestimmen, sind die inländische Bevölkerungs- und Haushalteentwicklung sowie die wirtschaftliche Entwicklung, d. h. speziell die (branchenscharfe) Bruttowertschöpfung (BWS), Erwerbstätige sowie der Außenhandel (Abbildung 15). Das Bevölkerungs- und Haushaltewachstum werden der koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung und der Vorausberechnungen der Privathaushalte des Statistisches Bundesamtes entnommen. Die Bevölkerung wächst zwischen 2020 und 2045 nicht, hat jedoch zwischenzeitliches Maximum von 83,8 Mio. Einwohnern Anfang der 2030er Jahre. Die ökonomischen Grundlagen rechnet Prognos zyklisch selbst. Dafür nutzen wir unser Weltwirtschaftsmodell VIEW®³⁹, welches detailliert und konsistent die zukünftige Entwicklung der Weltwirtschaft (ohne Schocks, wie z. B. dem Ukrainekrieg) inkl. der wirtschaftlichen Verflechtungen über die Länder darstellt. Demnach wächst die deutsche Bruttowertschöpfung auch weiterhin in ähnlicher Größenordnung (1,3 %/a zwischen 2020 und 2045 ggü. 0,9 %/a zwischen 1995 und 2020). Demgegenüber sinken die Erwerbstätigen (-0,6 %/a zwischen 2020 und 2045 ggü. -0,3 %/a zwischen 1995 und 2020), wobei dieser gegenläufige Trend bereits in der Vergangenheit zu beobachten war. Hinter dieser monetären Entwicklung steht immer eine physische Nachfrage nach Produkten bzw. Produktmengen. Diese sind je nach Produkt(gruppe) unterschiedlich und auch unterschiedlich mit der BWS-Entwicklung korreliert. Grundsätzlich zeigt sich insbesondere bei den Grundstoffen bereits seit vielen Jahren, dass physische Mengen und monetäre BWS (weitgehend) entkoppelt sind.

³⁹ siehe <https://www.prognos.com/de/weltwirtschaftsmodell-view>

Abbildung 15: Sozioökonomische Rahmendaten

links: Bevölkerung und Haushalte in Mio. / rechts: BWS in Mrd. EUR₂₀₁₅ und Erwerbstätige in Mio.



Quelle: Eigene Darstellung aus Basis der im Text genannten Quellen

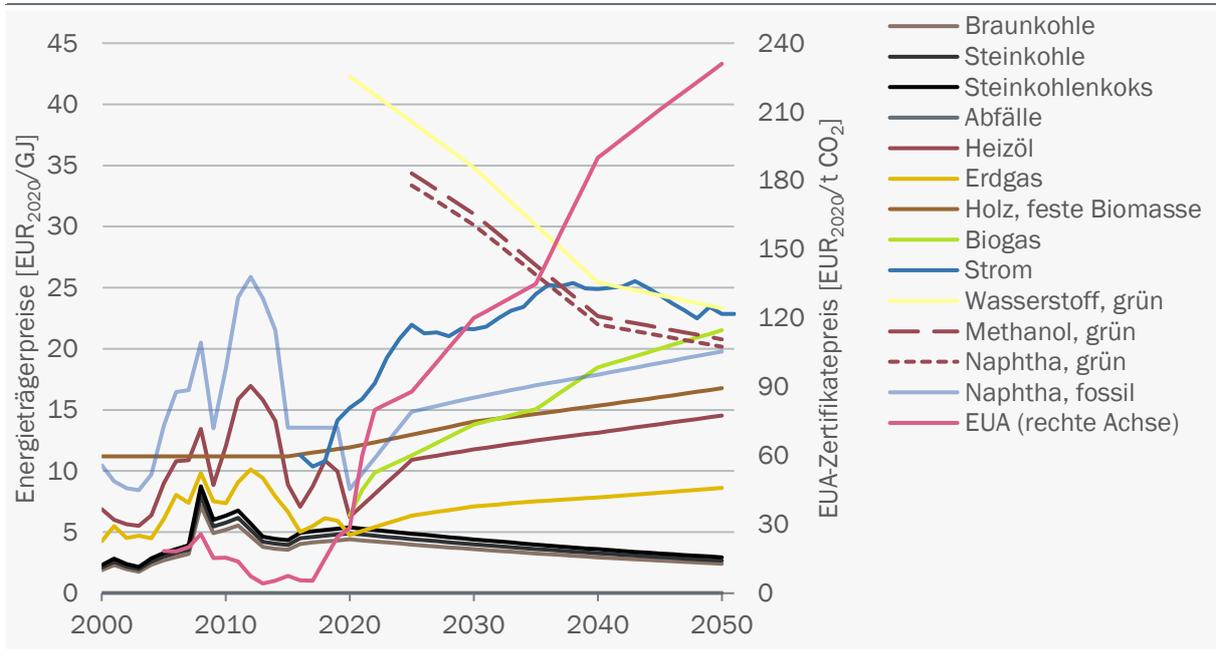
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Energieträgerpreise und EUA

Zentrale Größen der Rahmendaten zur Bewertung der Transformationskosten sind die Energieträgerpreise (Abbildung 16). Da Unterschiede zwischen (auf Ebene der Transformationstechnologien) konkurrierenden Energieträgern explizit die Produktionskosten und damit implizit die relative Bedeutung der einen zur anderen Technologie bestimmen können, hat die Bestimmung der Energieträgerpreise großen Einfluss. In dieser Studie nutzen wir die von Prognos im Rahmen seiner laufenden Arbeiten abgeleiteten Energieträgerpreise vom Stand Ende 2021, welche sich wiederum stark an die Energieträgerpreisprognosen aus dem World Energy Outlook (WEO 2021) anlehnen. Die Preise der fossilen Energieträger sind nur auf internationaler Ebene nachzuvollziehen und zu projizieren. Die inländischen Energieträgerpreise für große energieintensive Unternehmen wiederum orientieren sich stark an diesen internationalen Preisen bzw. der Grenzübergangspreise. Die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und die Verwerfungen auf dem Energiemarkt konnten nicht mehr in den Energieträgerpreisen berücksichtigt werden. Jedoch wurden entsprechende strategische Schwerpunkte in den Entwicklungspfaden neu bewertet (Abschnitt 4.1.5). Die Projektion des CO₂-Zertifikatepreises folgt ebenfalls aktuelleren Anpassungen bei der Ausgestaltung der vierten Handelsperiode des EU-ETS (Verknappung der nicht gehandelten Zertifikate, Einführung einer Emissionsobergrenze, Drosseln der kostenlosen Zuteilungen bis 2030).

Abbildung 16: Großkunden-Energieträgerpreise und EUA-Preis

linke Achse: Energieträgerpreise für Großkunden in EUR₂₀₂₀/GJ / rechte Achse EUA-Preis in EUR₂₀₂₀/t CO₂



Hinweis: Preise bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger, nicht auf die Masse

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Klimaziele

Zum Zeitpunkt der Studienbearbeitung hatten bereits viele Länder der Erde eigene Klimaziele definiert oder sogar gesetzlich verankert. Diese Absichten allein fördern bereits indirekt die Transformationsbestrebungen, was sich in den Entwicklungspfaden spiegelt. So hat Deutschland im Klimaschutzgesetz 2021 beschlossen, bis 2045 bilanziell klimaneutral zu sein. Bis 2030 sollen die Emissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken. Einzelne große Unternehmen wie BASF, Bosch, Thyssenkrupp und viele weitere haben eigene Zielpfade bekannt gegeben, wobei sich der Zeitpunkt einer Klimaneutralität auf Unternehmensebene (max. Scope 2, also inkl. Energiebezug, aber ohne sonstige Vorketten (Scope 3)) im Bereich zwischen 2030 und 2050 bewegt. Die Europäische Union verfolgt das Ziel, bis 2050 klimaneutral zu sein, bis 2030 sollen die Emissionen um 45 Prozent gegenüber 1990 sinken. Auch außerhalb der EU wurden von vielen deutlich klimarelevanten Nationen Ziele kommuniziert (climateactiontracker 2022, Handelsblatt 2022):

- USA: Klimaneutralität bis 2050, klimaneutraler Energiesektor bis 2035, Halbierung der Emissionen bis 2030 ggü. 2005, Klimagesetz verabschiedet
- Russland: Klimaneutralität bis 2060, Klimagesetz verabschiedet
- China: CO₂-neutral bis 2060 (anderen Treibhausgase nicht adressiert, <95 % Abdeckung), Kohleausstieg ab 2050, 2030 voraussichtlich emissionsstärkstes Jahr, Klimagesetz in Vorbereitung
- Japan: Klimaneutralität bis 2050, Atomkraft und Wasserstoff als wesentliche Energiequellen, Verbot des Verbrennungsmotors vor 2035, Klimagesetz verabschiedet
- Südkorea: CO₂-neutral bis 2050 (anderen Treibhausgase nicht adressiert, <95 % Abdeckung), Klimagesetz verabschiedet

- Indien: auf der COP26 in Glasgow angekündigt, bis 2070 klimaneutral sein zu wollen, 2030 voraussichtlich emissionsstärkstes Jahr, Klimagesetz angekündigt
- Saudi-Arabien: CO₂-neutral bis 2060 (andere Treibhausgase nicht adressiert, <95 % Abdeckung), Weiterführung der Erdölförderung, CCS/U und Aufforstung als Kompensation, Klimagesetz angekündigt
- Brasilien: Klimaneutralität bis 2050, Klimagesetz angekündigt

Aufgrund der Tatsache, dass es global keinen gemeinsamen Emissionsreduktionspfad sowie keinen gemeinsamen Zeitpunkt für weitgehende Klimaneutralität gibt, wird dies zwischen Staaten mit unterschiedlichem Ambitionsniveau zu Marktverzerrungen führen, die über entsprechende Marktmechanismen kompensiert werden müssen. Außerdem werden aufgrund der Asynchronität sowie der unterschiedlichen Strategien zur Erreichung der Klimaneutralität vermutlich zu jeder Zeit alle Energieträger verfügbar sein – das gilt insbesondere auch für den Feedstock. D. h. der Weltmarkt 2045 wird wahrscheinlich sowohl konventionelle, synthetische als auch grüne Energieträger bzw. Produkte anbieten und neben grünem Wasserstoff werden noch viele weitere „Farben“ am Markt verfügbar sein.

4.1.4 Netzausbaupläne

CO₂-Punktquellen und CO₂-Netz

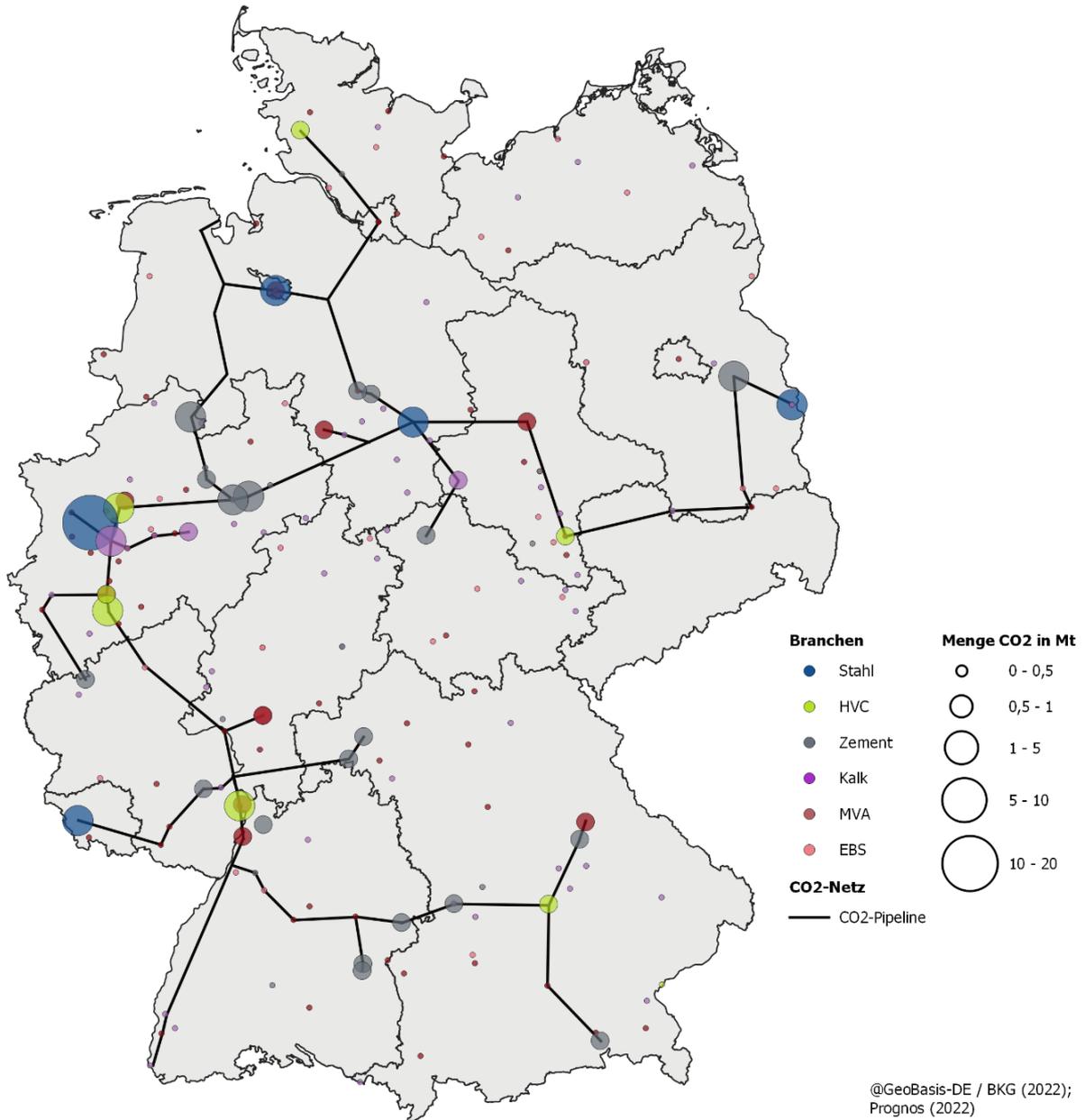
Der Einsatz von CCS ist laut Stiftung Klimaneutralität (2022) und der vorliegenden Studie unumgänglich, um ein klimaneutrales Deutschland und Europa zu erreichen. Dabei wird CO₂ an Punktquellen abgeschieden und zur geologischen Speicherung (CCS) bzw. zu Nutzungsstandorten (CCU) transportiert. Für den CO₂-Transport kommt neben Lkw, Zug und Schifffahrt vor allem der Transport via Pipeline in Frage, der bei großen Mengen die kostengünstigste Option darstellt (Global CCS Institute). Dabei ist ein CO₂-Netz in erster Linie dort sinnvoll und notwendig, wo langfristig unvermeidbare CO₂-Mengen abgeschieden werden sollen bzw. wo durch Abscheidung von biogenem oder atmosphärischem CO₂ eine Senke erzeugt wird (CO₂-Reduktion via BECCS bzw. DACCS). In den „Big 5“-Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland wird CCS als CO₂-Vermeidungstechnologie bei der Zementklinker- und Kalkproduktion zur Abscheidung von Emissionen eingesetzt, denn dort sind nach heutigem Stand außer CCS keine Alternativen zur vollständigen Dekarbonisierung vorhanden. Demnach werden im Jahr 2045 in Summe zwischen 34 und 73 Mt CO₂ abgeschieden, transportiert und langfristig geologisch im Ausland gespeichert (Stiftung Klimaneutralität 2022).

Abbildung 17 zeigt ein mögliches CO₂-Netz für Deutschland. Grundlage dafür sind die größten CO₂-Emittenten Deutschlands (exklusive der Raffinerien und Kraftwerke, denn diese laufen in allen Szenarien zur Erreichung von Klimaneutralität perspektivisch aus): zum einen die Produktionsstandorte der energieintensivsten Industriebranchen Rohstahl, Zementklinker, Kalk und High-Value-Chemicals und zum anderen die Standorte der Müllverbrennungs- und Ersatzbrennstoffanlagen. Datengrundlage war das Jahr 2020 der EU-ETS-Datenbank. An den Standorten, an denen mehrere Werke und damit CO₂-Punktquellen vorhanden sind, wurden diese zusammengefasst. Bei der Erstellung des CO₂-Netzes wurde das bestehende Fernleitungsnetz Gas als Orientierung herangezogen (FNB Gas 2022), da ein Großteil des zukünftigen CO₂-Netzes durch Umstellung alter Erdgasleitungen erfolgen kann. Weiterhin wurden Vorarbeiten u.a. die modellierten CO₂-Korridore aus (dena 2021) genutzt. Punktuell müssten zusätzliche CO₂-Pipelines neu errichtet werden, die Standorte anschließen, die nicht am Hauptnetz liegen. Eine ergänzende Orientierung für ein hypothetisches CO₂-Netz bietet das CO₂-Start- bzw. Ausbauroutenetz von OGE und TES (2022). Grundsätzlich besteht bei der Umstellung alter Erdgasleitung die Herausforderung der

Nutzungskonkurrenz mit dem Aufbau eines Wasserstoffnetzes. Dies ist bei der Planung und Entwicklung einer neuen leitungsgebundenen Infrastruktur zu berücksichtigen. Ein vollständiger Neubau eines CO₂-Netzes wird kostenintensiver als eine Weiternutzung der bestehenden Erdgasleitungen sein.

Abbildung 17: Emissionsintensive Standorte und hypothetisches CO₂-Netz in Deutschland

Stand 2020; mehrere Punktquellen je Standort zusammengefasst; CO₂-Menge in Mt pro Jahr



MVA = Müllverbrennungsanlagen / EBS = Ersatzbrennstoffe (Sondermüllverbrennung)

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von (EU ETS 2022), (FNB Gas 2022) und (dena 2021) © Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Das modellierte hypothetische CO₂-Netz würde rund 10 Prozent der aktuellen CO₂-Emissionen in Deutschland abdecken. Jedoch werden sich mittel- bis langfristig die Standorte der CO₂-Punktquellen und damit auch die CO₂-Mengen noch verändern, insbesondere in den in dieser Studie ausgearbeiteten Entwicklungspfaden. Darin weist z. B. die Rohstahlproduktion zukünftig nur noch an wenigen Standorten signifikante Mengen an CO₂ auf, nämlich an denen mit CCS (Bremen und Dillingen/Saar – je nach Entwicklungspfad⁴⁰). Die Standorte, die auf den Einsatz von alternativen Dekarbonisierungstechnologien setzen, verringern damit die CO₂-Mengen, die abgeschieden und transportiert werden und müssten daher auch nicht mehr zwingend an ein CO₂-Netz angeschlossen werden. Wohingegen bei der Zementklinker- und der Kalkproduktion CCS nach heutigem Stand notwendig ist. Hier wurden die großen Zementklinkerproduktions- und Kalkstandorte an ein hypothetisches CO₂-Netz angeschlossen. Um die Anzahl der CCS-Standorte in der Zementklinkerproduktion zu verringern, kann eine Verlagerung der Zementklinkerproduktionsstandorte aus dem Süden (Bayern und Baden-Württemberg) hin zu der Kreideregion im Westen (NRW) zu einer Reduktion der Standorte führen, die an ein CO₂-Netz angebunden werden. Der gut zu transportierende Zementklinker erlaubt es, diesen hauptsächlich an den Standorten zu produzieren, die eine gute Anbindung an ein CO₂-Netz haben. Der produzierte Klinker kann anschließend zu den (strombetriebenen) Zementmühlen im Süden transportiert werden, wo kaum bis keine CO₂-Emissionen bei der Weiterverarbeitung anfallen. Die Standorte der MVA- und EBS-Anlagen können je nachdem wo und wieviel langfristig Abfall anfällt, variieren. Abfall kann als Rohstoff z. B. für die Zementproduktion genutzt werden. Durch höhere Recyclingquoten und durch den Einsatz von chemischem Recycling kann die Abfallmenge und damit auch die Anzahl der MVA- bzw. EBS-Anlagen zusätzlich reduziert werden.

Das hier dargestellte hypothetische CO₂-Netz weist eine Gesamtlänge von knapp 3.000 km auf. Im Vergleich dazu hat das CO₂-Startnetz von OGE und TES eine Länge von 964 km mit einem Schwerpunkt auf Punktquellen im Nord-Westen (OGE und TES 2022). Das Startnetz kann mit den Ausbaurouten in Richtung Süden und Osten weiter ausgebaut werden. Dabei können anfangs bis zu 19 Mt CO₂ pro Jahr transportiert werden. OGE und TES gehen von einem kompletten Neubau der CO₂-Infrastruktur aus. Das abgeschiedene CO₂ kann per Pipeline nach Wilhelmshaven (Wintershall Dea 2022 und TES 2022)⁴¹ transportiert werden und von dort per Schiff oder per Offshore-Pipeline zu den geologischen CO₂-Speicherstätten in der norwegischen Nordsee weitertransportiert werden. Norwegen bietet für die CO₂-Speicherung mit einer theoretischen Speicherkapazität von rund 70 Gt eine der größten CO₂-Speicherkapazitäten in Europa (Anthonsen et al. 2012). Mit dem Projekt „Northern Lights“ als Teil des Projekts „Longship“ bietet Norwegen als erstes Land in Europa ab Mitte der 2020er Jahre die Möglichkeit, dass auch im Ausland produziertes CO₂ in der norwegischen Nordsee in rund 3.000 Meter Tiefe geologisch eingespeichert werden kann (Northern Lights 2022). Dafür plant Wintershall Dea eine CO₂-Pipeline-Infrastruktur mit einer Länge von rund 900 km, um das abgeschiedene CO₂ vom geplanten Hub in Wilhelmshaven zu den norwegischen Speicherstätten zu transportieren. Die ersten CO₂-Mengen sollen ab dem Jahr 2032 nach Norwegen transportiert werden. Die geplante Pipeline soll eine Transportkapazität von 20 bis 40 Mt CO₂ pro Jahr erreichen. Alternativ zum inländischen Hub in Wilhelmshaven kann laut Fluxys (2022) abgeschiedenes CO₂ zu den geplanten Terminals Zeebrugge und Ghent in Belgien transportiert werden. Von dort soll das CO₂ per Offshore-Pipeline mit einer geplanten Länge von rund 1.000 km und einer jährlichen Kapazität von 20 bis 40 Mt weiter in Richtung

⁴⁰ D. h. im Umkehrschluss, dass die Rohstahl-Produktionsstandorte laut den beiden Entwicklungspfaden der vorliegenden Studie in Duisburg, Salzgitter und Eisenhüttenstadt nicht notwendigerweise an ein zukünftiges CO₂-Netz verbunden werden müssen, denn dort entstehen nur noch vergleichsweise geringe Emissionen.

⁴¹ Eine weitere Möglichkeit für einen CO₂-Hub ist in Rostock (VNG 2022), das ist jedoch aufgrund der geringen CO₂-Emittentendichte um Rostock in der hypothetischen CO₂-Netz Karte nicht berücksichtigt worden.

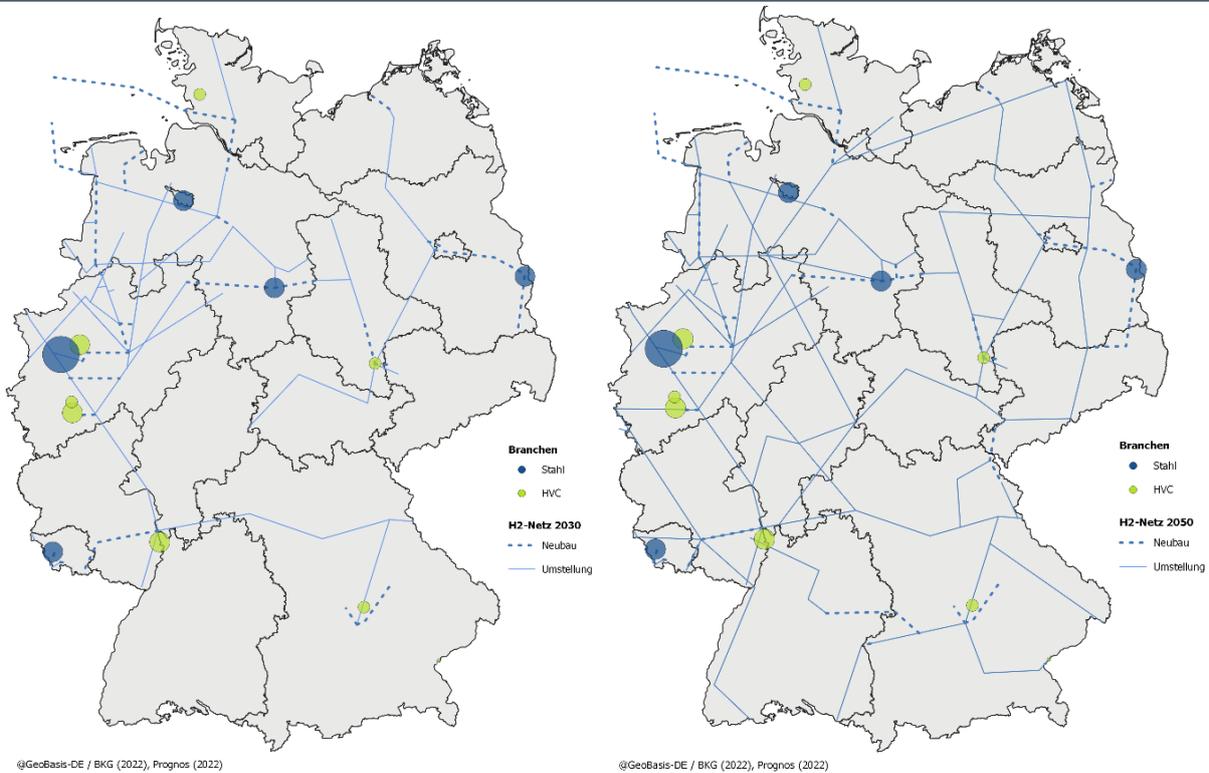
Norwegen transportiert werden. Eine finale Investitionsentscheidung für diese Projekte ist Mitte der 2020er Jahre zu erwarten.

H₂-Punktverbraucher und H₂-Netz

Im Vergleich zum hypothetischen CO₂-Netz hat das vom FNB Gas geplante H₂-Netz 2050 in Deutschland eine Gesamtlänge von rund 13.300 km. Davon sind 11.000 km umgestellte bestehende Erdgas-Infrastruktur und 2.300 km Neubau (siehe Abbildung 18). Das derzeit bestehende Fernleitungsnetz Gas ist mit einer Gesamtlänge von rund 40.000 km viermal größer als das geplante H₂-Netz bzw. 13-mal größer als das hypothetische CO₂-Netz. Das bestehende Gas-Fernleitungsnetz bietet ein großes Potenzial, um auf den Transport von H₂ und CO₂ umgestellt zu werden.

Abbildung 18: Geplantes Wasserstoffnetz der Fernleitungsbetreiber Gas

links: 2030 / rechts: 2050



Hinweis: Punktgröße der Standorte proportional zu heutigen THG-Emissionen als grobe Orientierung für den H₂-Bedarf (vgl. Abbildung 17).

Quelle: Eigene Abbildungen auf Basis von (FNB Gas 2021)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Der Ausbau einer H₂-Infrastruktur hängt davon ab, in welcher Höhe klimaneutraler Wasserstoff in einem klimaneutralen Energiesystem eingesetzt wird. Laut Stiftung Klimaneutralität (2022) beträgt die Bandbreite für die Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2045 zwischen 215 und 459 TWh/a; die vorliegende Studie kommt auf rund 110±33 TWh für Stahl und HVC und zusätzlich noch rund 140±90 TWh im restlichen Energiesystem (Gebäude, Verkehr, restliche Industrie) (vgl. Abschnitte 4.1.2 und 4.3.5). Dabei sehen alle Szenarien den H₂-Bedarf überwiegend im

Umwandlungs- und Industriesektor. Insbesondere der H₂-Bedarf in der Stahl- und HVC-Produktion wird mittelfristig für die Dekarbonisierung ansteigen. Das nach FNB Gas geplante Wasserstoffnetz⁴² in Abbildung 18 zeigt, dass der Großteil der Stahl- und HVC-Standorte bis 2030 an einem H₂-Netz durch Umstellung alter Erdgaspipelines angeschlossen werden kann. Das Stahlwerk in Dillingen kann nach diesen Plänen über die französische Pipelineinfrastruktur bis 2030 mit H₂ versorgt werden. Das Stahlwerk in Eisenhüttenstadt benötigt einen H₂-Pipeline-Neubau.

4.1.5 Einfluss des Angriffskrieges gegen die Ukraine

Grundsätzlich stellte der russische Angriffskrieg auf die Ukraine akut die Frage, wie mit den aktuellen Entwicklungen umgegangen werden soll bzw. wie sich diese auf die Analysen im Gutachten auswirken. Zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung war bereits absehbar, dass die Preise von Erdgas und Strom deutlich zugenommen haben und zumindest der Erdgaspreis vermutlich auf lange Zeit sein altes Niveau nicht mehr erreichen wird. Auch wenn zu diesem Zeitpunkt keine seriöse Prognose zur ökonomischen Entwicklung und zu Produktnachfragen oder Rohstoffverfügbarkeiten sowie Preisen machbar waren, soll dieser Aspekt trotzdem in angemessener Weise berücksichtigt werden.

Dafür wurde in den Entwicklungspfaden der Grundstoffindustrien die Rolle des Erdgases als Brückentechnologie zu einer Wasserstoffwirtschaft überdacht und (kurzfristig und zielgerichtet) überarbeitet. Da aufgrund der auch zukünftig anhaltend hohen Erdgaspreise und der wahrscheinlich perspektivisch wieder deutlich sinkenden Strompreise wurde das Ausphasen von Erdgas ähnlich zu dem anderer fossiler Brennstoffe angesetzt. Es findet also *keine* Zunahme des Erdgasbedarfs der drei betrachteten Grundstoffindustrien bis in die 2030er Jahre statt, so wie es bei einem bislang angedachten Übergang zu H₂-Nutzung der Fall gewesen wäre, sondern der Erdgasbedarf reduziert sich kontinuierlich⁴³. Dafür muss Wasserstoff bereits früher in großen Mengen verfügbar gemacht werden, um die notwendige Geschwindigkeit der Transformation nicht zu verlangsamen und Investitionen zu verzögern. Die vergleichenden externe Szenarienarbeiten (Abschnitt 4.1.2) sind vor Kriegsausbruch veröffentlicht worden. Darum verzerren die genannten Aspekte den Studienvergleich geringfügig.

Weitere Risiken und mögliche Konsequenzen der hohen Energieträgerpreise werden in Abschnitt 6.2.4 benannt.

4.2 Eigenschaften und Definitionen

4.2.1 Randbedingungen

Wichtige Randbedingungen an beide Entwicklungspfade sind die folgenden:

⁴² Die Daten in den Abbildungen stammen ausschließlich von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas, welche als Betreiber ein intrinsisches wirtschaftliches Interesse an der (Weiter)Nutzung der Erdgaspipelines haben. Entsprechend optimistisch sind die Annahmen einer Umwidmung zur H₂-Nutzung. Weiterhin ließe sich der Bedarf eines H₂-Netzes durch an wichtigen Knotenpunkten platzierte Elektrolyseure signifikant verringern.

⁴³ Ausnahme bei den Zementpfaden: Hier schreitet eine Substitution der günstigen Braunkohle, welche ebenfalls bald nicht mehr abgebaut und damit zur Verfügung stehen soll, durch Erdgas schneller voran als die Substitution der fossilen durch erneuerbare Energieträger, was zwischenzeitlich zu steigendem Erdgasbedarf führt. Dieser ist allerdings in absoluten Mengen gering im Vergleich zu demjenigen der beiden anderen Grundstoffindustrien Eisen/Stahl und HVC.

1. THG-Ziele erreichen

Vorgabe ist, dass die Grundstoffindustrie in Deutschland *weitgehend* klimaneutral produzieren muss, wobei das Gebot der weitgehenden Treibhausgasneutralität praktisch auch für betrachtete Grundstoffindustrien einzeln gilt, wenn nicht auf eine relevante Senkenleistung (Biomasse-CCS, sog. BECCS) einzelner Prozesse abgestellt wird.

2. Restriktionen einhalten

Innerhalb des Energiesystems ergeben sich praktische Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Biomasse, von grünem Strom und daraus resultierend auch von grünem Wasserstoff, der im Inland produziert wird. Ebenfalls eingeschränkt sind die Mengen der im Inland transportierten leitungsgebundenen Güter Strom, Fernwärme, Wasserstoff und CO₂ (Restriktionen aufgrund von Netzengpässen).

3. Plausibel, realistisch

Beide Entwicklungspfade sollen die Bandbreite der plausiblen Entwicklungen hinsichtlich der wirtschaftlichen, infrastrukturellen, regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen möglichst gut abdecken (vgl. Abschnitt 4.2.2) und eine realistische Entwicklung darstellen. Da die Definition von „realistisch“ in diesem Kontext schwierig ist, interpretieren wir es als „Vermeidung extremer Entwicklungen“, wie es beispielsweise bei einer flächendeckenden Elektrifizierung der Grundstoffindustrien wäre. Daraus leitet sich ab, dass ein zeitgleicher Einsatz der betrachteten (Vermeidungs-)Technologien je Grundstoffindustrie nicht nur möglich, sondern auch sehr wahrscheinlich ist.

4. Konsistent mit Gesamtsystem

Konsistenz bedeutet, dass die vielen möglichen Vermeidungsstrategien, die sich in den einzelnen Sektoren eröffnen, dennoch in einem Gesamtsystem zusammen funktionieren müssen und sich nicht gegenseitig hemmen dürfen. Eine solche Konsistenz wird näherungsweise erfüllt, in dem aus den referenzierten externen Szenarienarbeiten (Abschnitt 4.1.2) eine zum Entwicklungspfad passende Erzählung des übrigen Energiesystems abgeleitet wird. Dieser Arbeitsschritt kann im Rahmen der vorliegenden Studie nur rudimentär und pseudo-quantitativ erfüllt werden, denn auf eigene Rechnungen zur Szenarienentwicklung wurde verzichtet.

5. Bestehende Förderinstrumente berücksichtigen

Die in Abschnitt 4.1.1 genannten Förderinstrumente werden bei der Ausgestaltung der Entwicklungspfade berücksichtigt. Da jedoch die derzeitige und absehbare Förderlandschaft bewusst technologieoffen gestaltet ist und sein wird, ergeben sich hieraus keine zwingenden Schwerpunkte beim Einsatz bestimmter Vermeidungstechnologien.

4.2.2 Charakteristika

Charakteristika sollen die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der beiden Entwicklungspfade in den wesentlichen Kenngrößen und Strategien aufzeigen, welche bei der jeweiligen szenarischen Ausgestaltung gewählt wurde. Dabei liegt der Fokus auf den drei behandelten Grundstoffindustrien. Verbraucher bzw. Sektoren des restlichen Energiesystems werden nur genannt, sofern diese von Bedeutung sind. Die Kenngrößen sind:

■ Effizienz

- Energieeffizienz: Diese sollte weitgehend ausgereizt werden, falls (absehbar) keine Anlagenumstellung vorgenommen wird, und ist in beiden Entwicklungspfaden weitgehend identisch.
- Materialeffizienz: Effizienter Materialeinsatz, beispielsweise bei der Anwendung neuer, organischer Strukturen zur Einsparung von Material bei gleicher Stabilität/Belastbarkeit, kann sich in beiden Entwicklungspfaden unterscheiden.

- Stahl: Dies betrifft effizientere Stahlnutzung oder auch bessere Schrottsortierung, die zu reinerem Stahlschrott mit insbesondere weniger Kupferkontamination führt.
 - Zement: Eine effizientere Betonnutzung sowie die Nutzung von Substituten wie Holz oder Hohlkammermodule, welche den Beton- und damit den Zementbedarf (geringfügig) senken.
 - Kunststoffe: Die Etablierung eines echten (stofflichen) Materialkreislaufs ohne Downcycling, für die die Kunststoffvielfalt bedingt eingegrenzt und Sorten mit einfacher Wiederverwertung bevorzugt wird.
- **Elektrifizierung**
Ein Erhöhen des Elektrifizierungsgrades bei energieintensiven Prozessen der Grundstoffindustrie ist aus Sicht des Primärenergiebedarfs vielfach von Vorteil.
Restriktionen: Es gibt eine maximale Erzeugung grünen Stroms in Deutschland. Diese Grenze sollte von der Gesamtnachfrage nicht überschritten werden, um nicht auf Importe angewiesen zu sein (auch wenn im bestehenden europäischen Stromsystem auch einseitige Stromex- und -importe Usus sind).
- **Biomasse**
Biomassen können in thermischen Prozessen eingesetzt werden, sofern das energetisch und logistisch funktioniert. Das meint z. B., dass eine reine Holzfeuerung in der maximalen Temperatur auf rund 900 °C begrenzt ist, oder ein großer Bedarf an Biomasse auch einen entsprechenden Biomasetransport zum Verbraucher voraussetzt, oder dass die Unterschiede von fester und gasförmiger (flüssige ist irrelevant) Biomasse adäquat berücksichtigt werden müssen.
Restriktionen: Die inländische Potenzialgrenze für nachhaltig angebaute Energiepflanzen liegt bei rund 900 PJ/a [UBA 2019]. Eine Importnotwendigkeit sollte weitgehend vermieden werden, damit Biomassen vor Ort genutzt werden und keine Konzentration der Biomassen in wirtschaftlich starken Regionen stattfindet.
- **Wasserstoff**
Wasserstoff ist in der Lage, fossile Energieträger in einer Reihe potenzieller Prozesse zu ersetzen. Erforderlich sind dafür meist neu konzipierte Produktionsanlagen, die die bisherigen ablösen. Wasserstoff wird nicht nur energetisch, sondern auch bereits heute schon stofflich genutzt, dann jedoch fossilen Ursprungs. Generell ist die Bedeutung der einzelnen Wasserstoff-Farben (entsprechend des Ursprungs der stofflichen H₂-Quelle bzw. des eingesetzten Energieträgers zur Erzeugung) insbesondere während des Hochlaufpfades noch nicht entschieden.
Restriktionen: Die Eigenproduktion von grünem Wasserstoff wird durch die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom limitiert. Bei hoher Nachfrage wird ein signifikanter Anteil des Wasserstoffs via Pipeline (vom Ausland) bezogen werden (müssen). Wo diese (zusätzlichen) H₂-Pipelines verlaufen könnten, ist in Abschnitt 4.1.4 beschrieben. Auf die Angabe von Importquoten wird jedoch verzichtet, da keine Gesamtsystemberechnung vorgenommen wurde.
- **Neue Produktionsverfahren**
Prinzipiell existieren in jedem Entwicklungspfad alle drei betrachteten Technologieoptionen inkl. der Referenztechnologie. Ein wichtiges Ergebnis der Pfade ist die Transformation und letztendliche Verteilung dieser Technologien je Grundstoffindustrie und Entwicklungspfad.
- **Kohlenstoffabscheidung und/oder -nutzung (CCS/CCU)**
CC ist derzeit die einzige erstzunehmende technologische Option, um insbesondere die prozessbedingten Emissionen der Klinkerherstellung zu neutralisieren, insbesondere vor dem Hintergrund, dass es aus derzeitiger Sicht, keine ernsthafte Alternative zu calciumhaltigen zementären Bindemitteln gibt. Die Abscheidung selbst ist mit relativ geringem Eingriff in die bestehenden Werksstrukturen möglich. Wie jedoch mit dem abgeschiedenen CO₂ weiter verfahren wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt offen.
Fragen in diesem Kontext sind: Welche Standorte scheiden überhaupt Kohlenstoff ab? Wo

verläuft eine mögliche CO₂-Pipeline (vgl. Abschnitt 4.1.4)? Inwieweit ist eine inländische Speicherung machbar? Etabliert sich eine CO₂-Wirtschaft, die den abgeschiedenen CO₂-Strom (teilweise) verwertet? Was wären Anwendungen für eine CO₂-Nutzung?

■ **Produktionsverlagerung**

Eine Produktionsverlagerung gilt es aus Sicht des Landes, in dem bisher produziert wird, zu vermeiden. Für internationale Konzerne (aber nicht nur) ist eine Verlagerung der Produktion Teil des Wirtschaftens. Allerdings sind die Werke der energieintensiven Unternehmen oft Jahrzehnte und länger an einen Standort gebunden, was an ihrer schieren Größe, langen Investitionszyklen und der tiefen Verflechtung mit nachfolgenden Branchen liegt. Eine (teilweise) Verlagerung jedoch innerhalb der EU an z. B. EE-günstige Produktionsstandorte (Küstenstandorte) ist angesichts der enormen zusätzlichen Mengen an erneuerbarem Strom bzw. grünem Wasserstoff durchaus möglich.

- Stahl: Denkbar ist ein Import von HBI (transportierbare Eisenschwamm pellets). In diesem Fall wäre der erste Schritt in der alternativen Eisenproduktion, die Herstellung von DRI in einem DR-Schachtofen, obsolet.
- Zement: Es sind keine Verlagerungen zu erwarten.
- HVC: Jeder in den alternativen HVC-Produktionsrouten eingesetzte Feedstock kann (auch zu 100 %) importiert werden, wie das heute in gleichem Maße mit Erdöl bzw. Naphtha der Fall ist.

■ **Übergeordnete Effekte**

- Ökonomie: Auswirkungen der Transformation auf die Wertschöpfung und auf die Gesamtkosten in den Grundstoffindustrien.
- Produktion: Änderung der Importabhängigkeit bei den Lieferketten für Energie, Feedstock und evtl. Rohstoffe.
- Ökologie/Nachhaltigkeit: Rudimentäre Angaben zu Luftschadstoffen, Flächen- und Ressourcenbedarfen.

Diese Kenngrößen der Ausgestaltung beider Entwicklungspfade werden schließlich noch gewichtet hinsichtlich einer Aufwand-Nutzen-Logik, also beispielsweise einer Kosteneffizienz der Transformation hin zu einer weitgehenden Klimaneutralität. Damit soll eine Hierarchisierung der Kenngrößen hinsichtlich der Zielerreichung ermöglicht werden, auch wenn diese Hierarchisierung angesichts vielfältiger Restriktionen nur eine Orientierung geben kann.

4.2.3 Diskriminante „Internationaler Kooperationsgrad“

Die Diskriminante soll ein Maß für die Verschiedenartigkeit der beiden Entwicklungspfade A und B sein und möglichst unterschiedliche Entwicklungen ermöglichen. Da die Plausibilität eine der Randbedingungen darstellt, soll die Diskriminante nicht zwischen zwei komplementären (Extrem-)Pfadern unterscheiden, jedoch können sich einzelne Schwerpunkte (evtl. deutlich) verschieben.

Die Wahl einer geeigneten Diskriminante fiel auf den „Internationalen Kooperationsgrad“. Eine Diskussion der Vor- und Nachteile von internationaler Kooperation (oder Nichtkooperation) bei der Industrie scheint gerade auch angesichts der aktuellen geopolitischen Umwälzungen, welche die extremen Abhängigkeiten von ausländischen Ressourcen offenbart, angezeigt. Außerdem lassen sich anhand dieser Diskriminante bestimmte Handlungsschwerpunkte im Kontext übergeordneter Fragen der Versorgungssicherheit und Rohstoffverfügbarkeit besser zuspitzen, was zu deutlichen Unterschieden in der Unternehmensstrategie zwischen den beiden Entwicklungspfaden führen kann.

Die inhaltliche Bedeutung von „wenig Kooperation“ bzw. „viel Kooperation“ für die beiden Entwicklungspfade wird in Abschnitt 4.3 betrachtet.

4.2.4 Bilanzierungsfragen

Es soll hier knapp auf die im Gutachten verwendete Bilanzierungslogik eingegangen werden.

Die Ergebnisse sowie die Bestimmung der THG-Emissionen erfolgen auf Basis der Quellenbilanz und unter Berücksichtigung aller relevanter Treibhausgase (CO₂, CH₄, N₂O und F-Gase). Nur dann sind die Ergebnisse vergleichbar mit und konsistent zu den Abgrenzungen und Entwicklungen des Bundes (Klimaschutzgesetz) und der internationalen Treibhausgas-Berichterstattung des IPCC (Nationaler Inventarbericht (UBA 2022c)). Die Quellenbilanz bilanziert Emissionen konsequent in dem Sektor, in dem die Emissionen zuerst auftreten, also beispielsweise werden hiernach die Emissionen zur Stromerzeugung im Umwandlungssektor (also beim Stromerzeuger) bilanziert und *nicht* beim Verbraucher (wie das bei der Verursacherbilanz der Fall wäre). Dieses Konzept ermöglicht eine territoriale Betrachtung der Emissionen bzw. des Energieeinsatzes. Eine Berücksichtigung etwaiger Vorketten findet demnach bei der Emissionsquelle statt, sofern diese im Inland sitzt. Befindet sich diese im Ausland, werden die entsprechenden Emissionen dort bilanziert⁴⁴.

Hinsichtlich des Energieeinsatzes orientiert sich das Gutachten an den offiziellen deutschen Energiebilanzen (AG Energiebilanzen 2022a). Das bedeutet, dass alle dort geführten Energieträger, ob energetisch oder stofflich genutzt, in den Berechnungen und Ausführungen berücksichtigt werden.

4.3 Entwicklungspfade

Dieser zentrale Abschnitt gibt eine Übersicht der wesentlichen Annahmen und der daraus abgeleiteten Konsequenzen separat für die drei Grundstoffindustrien Eisen/Stahl, Zement und HVC pro Entwicklungspfad inkl. eines Vergleichs der Unterschiede zwischen den Pfaden. Da je Grundstoffindustrie drei emissionsfreie bzw. -arme Technologien u. U. gleichzeitig koexistieren, wird ausführlich dargelegt, wie sich die jeweilige Mischung bzw. Übergang der Technologien im Zeitverlauf darstellt und wie sich das aus den Annahmen begründet. Insbesondere die Ergebnisse der Technologiesteckbriefe hinsichtlich Emissionsreduktionspotenzial, Energiebedarf, erwarteter Marktreife, Wirtschaftlichkeit, Förderlandschaft und Hemmnisse für die Skalierung fließen z. T. als fixe Randbedingung und z. T. als eher weiches Kriterium in die Ausgestaltung der Pfade ein.

4.3.1 Grundlegende Treiber

Die inhaltliche Bedeutung einer Welt mit wenig oder viel internationaler Kooperation für die Entwicklungspfade wird im Folgenden hinsichtlich der grundsätzlichen Treiber erläutert und für die einzelnen Grundstoffindustrien angeschnitten. Die Detailbetrachtungen für jede Grundstoffindustrie findet in den anschließenden Abschnitten statt.

⁴⁴ Unternehmen verwenden für ihre THG-Bilanzen oft das Konzept des Greenhouse Gas Protocol: Scope 1 – Emissionen vor Ort, Scope 2 – Emissionen durch den Energiebezug, Scope 3 – Emissionen aus den Vorketten aller zugekauften Stoffe. Dieses Konzept weicht von der hier genutzten Quellenbilanz signifikant ab.

Entwicklungspfad A – Wenig Kooperation

In dieser Welt mit ggü. heute deutlich geringerer internationaler Kooperation bleibt die bestehende Produktion eher in Deutschland. Es wird versucht, Abhängigkeiten, insbesondere von Importen, zu minimieren. Entsprechend reizt dies Effizienzverbesserungen, sowohl energetisch als auch materiell, an, sodass materialeffizienter Stahlbau, eine Holzbauweise und Recyclingquoten von Metallen und Kunststoffen erhöht werden. Kohlenstoffabscheidung wird mangels inländischer Speicherstätten insgesamt geringgehalten, findet jedoch dann statt, wenn sie den Importbedarf von grünem Wasserstoff entschärft. Notwendige Wasserstoffimporte kommen überwiegend bis komplett aus der EU. Inländische Biomasse wird ausgereizt (das wird sie auch heute schon), möglicherweise kann das inländische Biomasse-Potenzial durch Umwidmung von Anbauflächen bedingt erhöht werden. Diese Strategien beeinflussen die Wettbewerbsfähigkeit negativ, da Preisvorteile durch fehlende bzw. limitierte Importe minimiert sind. Ein großes Hindernis in dieser Welt ist die Akzeptanz: ein nationales und damit isoliertes Handeln steht im Widerspruch zur internationalen Herausforderung des Klimawandels.

Bei der Stahlerzeugung wird an bestehenden Hochöfen eher CCS nachgerüstet. Die Direktreduktion wird durch die inländischen Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten beeinflusst. Eine erhöhte Schrottverwertung findet jedoch wegen für die Stahlherstellung ungeeigneter Schrottqualitäten nicht statt. Bei der Zementherstellung wird in der Breite Oxyfuel-CCS eingesetzt, jedoch eine weitestgehende Reduktion der Emissionen durch klinkerarme Zemente, neue Bindemittelsysteme und Beton-/Zement-Materialeffizienz angestrebt. Bei der HVC-Herstellung liegt der Schwerpunkt beim elektrischen Steamcracker, um CCS möglichst zu vermeiden. MtO/MtA wird nur so viel wie nötig ergänzt, das Kunststoffrecycling jedoch forciert, um Feedstock-Import sowie CCS-Bedarf bei der Müllverbrennung zu reduzieren.

Entwicklungspfad B – Viel Kooperation

In dieser Welt mit viel (d. h. mindestens dem heutigen Niveau in einer eng vernetzten Weltwirtschaft) internationaler Kooperation sind betriebswirtschaftlich motivierte Verlagerungen von Produktionsstandorten der Grundstoffindustrie insbesondere innerhalb der EU a priori nicht ausgeschlossen – sie kommen jedoch in der konkreten Ausgestaltung des Entwicklungspfades nicht vor⁴⁵. Importe von grünen Energieträgern wie Wasserstoff, Feedstock und bedingt auch Biomasse sind über gut ausgebaute europaweite Netze möglich, werden forciert bzw. gesteigert und führen umgekehrt dazu, dass Effizienzanstrengungen nicht über das heutige Maß hinaus angestoßen werden. Ein ebenfalls zumindest regional in Nähe der energieintensiven Industrie vorhandenes CO₂-Netz senkt die Hürde für den Einsatz von CCS. Diese Ausgangssituation ist hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit ideal, da maximale Kostenvorteile aus einer ver- und geteilten Infrastruktur gezogen werden können. Auch die Akzeptanz wird in dieser Ausgestaltung wahrscheinlich höher sein, trotz der hohen Abhängigkeit von ausländischen Ressourcen – die jedoch immer noch geringer ist als heute.

Bei der Stahlerzeugung wird der Schwerpunkt bei der Direktreduktion als wichtigstem Prozessschritt liegen. Evtl. verbleiben einzelne Hochöfen wegen des guten Zuganges zum CO₂-Netz im Bestand. Bei der Zementherstellung liegt auch hier (mangels THG-neutraler technologischer Alternativen an Bindemitteln) der Schwerpunkt bei den allermeisten Standorten auf Oxyfuel-CCS plus Biomasseinsatz (für vermehrtes BECCS). Weniger ambitioniert ist der Einsatz klinkerarmen

⁴⁵ Verlagerungen lassen sich nur bei Kenntnis der grünen Produktionskosten im EU-Ausland quantitativ erfassen. Konkrete Verlagerungen wurden in den Entwicklungspfaden umschiffert, indem die Importe von Brenn- und Rohstoffen skizziert wurden. Solche Importe können eine Verlagerung von einzelnen Produktionsschritten implizieren (z. B. Methanol-Import bei der HVC-Produktion).

Zementen und neuen Bindemitteln. Bei der HVC-Herstellung wird der elektrische Steamcracker forciert, allerdings immer noch in Kombination mit einem konventionellen Steamcracker (+CCS), um die Beiprodukte optimal verwerten zu können. MtO/MtA spielt eine untergeordnete Rolle. Stattdessen werden eher grünes/synthetisches Methanol sowie Naphtha direkt als Feedstock importiert und ergänzen die inländische Kunststoffabfall-Pyrolyse.

4.3.2 Eisen/Stahl

Entwicklungspfad A

Dieser Entwicklungspfad A mit wenig internationaler Kooperation weicht deutlich vom aktuellen Zustand ab – nicht nur, indem weitgehend emissionsarmer Stahl produziert werden muss. Durch die überwiegend national ausgerichtete Strategie ändern sich auch die Bedingungen für die Produktion. Denn die daraus folgende Intensivierung des Binnenmarktes offenbart schneller als bisher die nationalen Restriktionen. Eine kritische Restriktion für die emissionsarme Stahlproduktion ist z. B. die inländische Wasserstoffproduktion. Um die Restriktionen zu entschärfen, werden in Pfad A einige wichtige Maßnahmen ergriffen: Die bestehenden und auch zukünftig betriebenen Hochöfen werden nach BAT-Standard⁴⁶ modernisiert. Kohlenstoffabscheidung an Hochöfen findet vermehrt (ggü. Pfad B) statt. Eine verstärkte Materialsubstitution, insbesondere bei den hochwertigen (und emissionsintensiven Oxygen-)Stählen, wird angestrebt.

Aus diesem Grund wird für die Fortschreibung der deutschen Stahlproduktion (gesamte Rohstahlproduktion) dem historischen Trend (-0,12 %/a, s. u. bei Entwicklungspfad B) der Effekt einer ambitionierteren Materialeffizienz unterlegt. Diese führt insgesamt zu einer Einsparung des Stahlverbrauchs und damit der -nachfrage von 10 Prozent⁴⁷ ggü. einer Referenzentwicklung (hier: die aus Pfad B). Damit nimmt die Stahlproduktion insgesamt im Mittel um -0,45 %/a, ab was bis 2050 ggü. der mittleren Produktion 2015–2019 einem Rückgang von rund 13 Prozent bzw. 5,5 Mt entspricht. Die Zusammensetzung der verschiedenen (konventionellen und alternativen) Produktionsrouten für Stahl wandelt sich erst ab etwa 2030, dann jedoch deutlich: Während in der Vergangenheit nur die BF+BOF-Route (~70 %), die Schrott+EAF-Route (~28 %) sowie mit untergeordneter Bedeutung die DR+EAF-CH4-Route (~2 %) mit sehr stabilen Anteilen an der Stahlproduktion existieren, ersetzen bis 2050 die alternativen Routen DR+SAF+BOF (24 %) sowie DR+EAF-H2 (25 %) die Hochofenroute, welche dann nur noch in Kombination mit Kohlenstoffabscheidung produziert (Anteil BF+BOF+CCS 2050: 18 %) (Abbildung 19, oben). Während des gesamten Zeitraumes bleibt der aus der Schrott+EAF-Route produzierte Stahl absolut nahezu konstant. Sein Anteil steigt jedoch auf 32 Prozent aufgrund der insgesamt sinkenden Stahlproduktion, welche sich aber nur auf Schließungen der Hochofenstandorte auswirkt (s. u.).

Der angenommene Technologiewechsel auf Ebene der einzelnen Standorte ist in Tabelle 30 aufgeführt. Die Transformationen fußen weitgehend auf den kommunizierten Strategien der Betreiber und sind ausführlich im nachfolgenden Abschnitt zum Entwicklungspfad B beschrieben. Aufgrund der anderen Ausgangslage in Entwicklungspfad A müssen gewisse Punkte bzw. Pfade angepasst werden: Die Route BF+BOF+CCS wird stärker ausgeprägt. Dafür wurden die beiden Hochöfen von Rogesa/Dillinger/Saarstahl bestimmt, da diese Unternehmen zur Zeit der Pfaderstellung noch keine Roadmap zur Transformation ihrer Stahlproduktion veröffentlicht hatten. Außerdem finden die Umstellungen auf die emissionsarme Technologie tendenziell später statt,

⁴⁶ BAT = Best Available Technology (Beste Verfügbare Technologien), ein Maß für die derzeit höchste technisch und ökonomisch umsetzbare Energieeffizienz von Produktionsanlagen

⁴⁷ Die 10 % Materialeffizienz werden erst 2050 erreicht, zuvor ist die Einsparung geringer entsprechend einem linearen Hochlaufpfad.

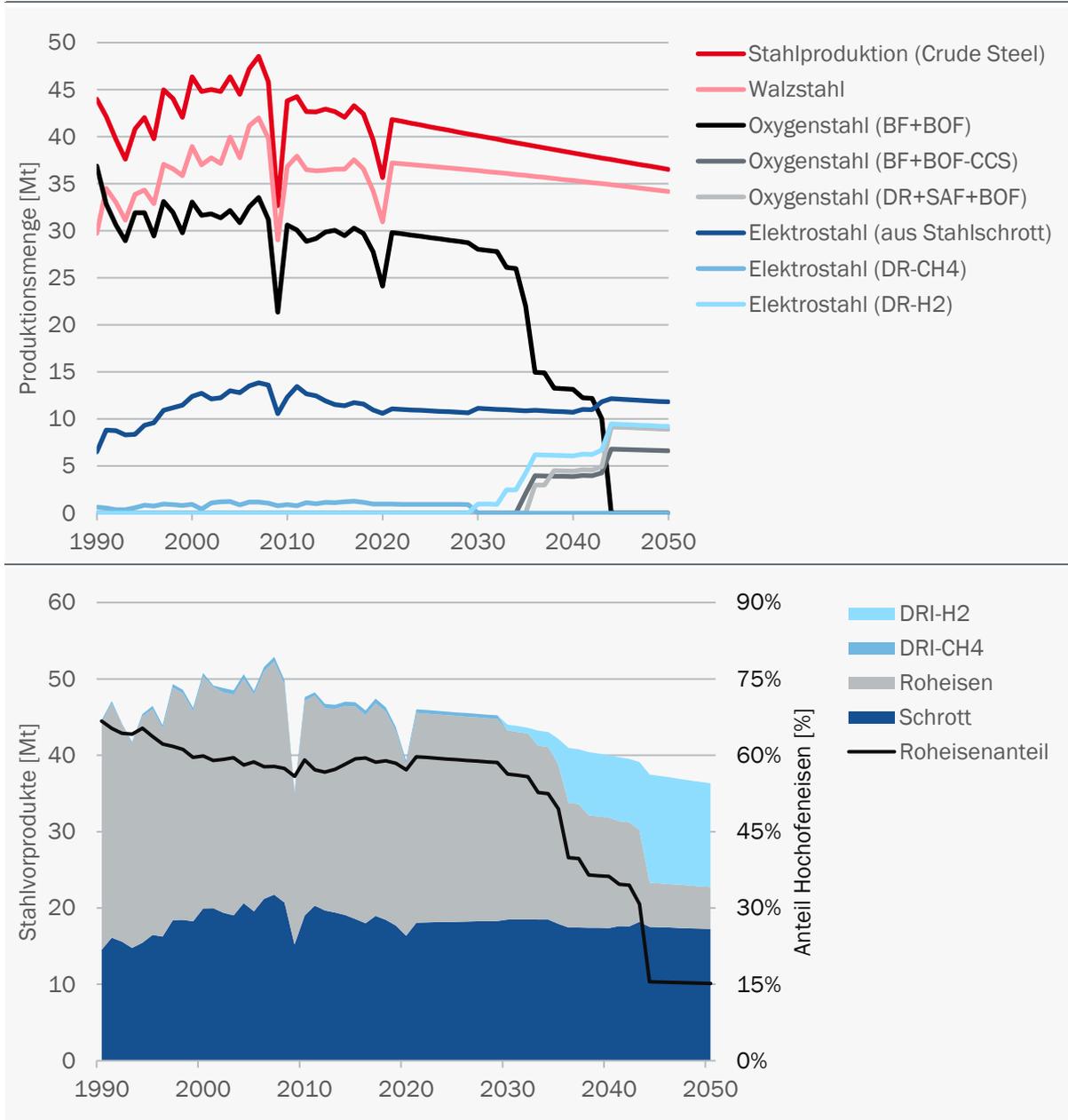
sodass also auch zukünftig noch einige Hochofen-Neuzustellungen stattfinden. Weiterhin werden in Pfad A bis 2050 rund 5,5 Mt Stahl weniger produziert als 2015–2019. Um zusätzlich eine Steigerung der Kapazitätsauslastung der Stahlwerke von heute rund 86 Prozent auf um die 90 Prozent zu erzielen (vgl. Fußnote 48 und Pfad B), wird die heutige Produktionskapazität nicht mehr in vollem Umfang benötigt und einzelne Werke werden schließen. In Pfad A unterstellte Stilllegungen betreffen:

1. 2030, Hüttenwerke Krupp Mannesmann, Duisburg, 2,2 Mt/a
2. 2041, ArcelorMittal, Duisburg, 1,5 Mt/a
3. 2043, Salzgitter Stahl, Salzgitter, 1,5 Mt/a
4. 2043, Thyssenkrupp Steel, Duisburg, 1,9 Mt/a
5. 2044, ArcelorMittal, Bremen, 1,3 Mt/a

Im Gegensatz zu Pfad B, in welchem insgesamt weniger Stilllegungen stattfinden, wird jedoch ein Werk in Dillingen geschlossen, welches in Pfad A aufgrund des geforderten höheren Anteils an CCS in Betrieb bleibt. Mehr zur Entscheidungsfindung im nachfolgenden Abschnitt zu Entwicklungspfad B.

Die sich aus der Kombination von Technologietransformationen und Umstellungszeitpunkten für den Pfad A ergebende Entwicklung der Herstellungsrouten ist in Abbildung 19 gezeigt für die Stahlproduktion nach Routen und für die Stahlvorprodukte (Schrott, Roheisen, Eisenschwamm). Danach sinkt der Roheiseneinsatz aus Hochöfen in der Stahlherstellung von heute rund 58 Prozent auf 15 Prozent im Jahr 2045.

Abbildung 19: Produktionsmenge Stahl nach Route und Stahlvorprodukte – Pfad A
1990–2050; in Mio. Tonnen, oben: Produktionsmengen, unten: Vorprodukte



Hinweis: Roheisen meint hier ausschließlich das im Hochofen produzierte Roheisen (nicht jenes aus dem Schmelzofen)

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 30: Kenngrößen von Standorten der Stahlherstellung mit angenommenem Wechsel zu klimafreundlichen Technologien in Deutschland

nur Standorte mit konventioneller Hochofenroute sowie den Standort mit Direktreduktion (nicht bestehende Elektrostahl-Standorte, diese bleiben in Entwicklungspfaden unverändert bestehen); gültig zum Ende des Betrachtungszeitraumes (nach allen Umstellungen bis einschließlich 2050)

Unternehmen	Standort	Kapazität [Mt/a]	Umstellungsjahr		Umstellungstechnologie		Quellen
			Pfad A	Pfad B	Pfad A	Pfad B	
ArcelorMittal	Hamburg, HH	1,1	2030	2030	DR+EAF (H2)	DR+EAF (H2)	
ArcelorMittal	Bremen, HB	1,3/2,0 [#]	2044	2027	stilllegen	DR+EAF (H2)	(ArcelorMittal 2020b), (VDI 2022a), (MOZ 2021)
ArcelorMittal	Bremen, HB	2,5	2035	2035	BF+BOF+CCS	BF+BOF+CCS	
ArcelorMittal	Eisenhüttenstadt, BB	1,8	2033	2033	DR+EAF (H2)	DR+EAF (H2)	
ArcelorMittal	Duisburg, NW	1,5	2041	2041	stilllegen	DR+EAF (H2)	
DK Recycling	Duisburg, NW	0,4 [*]	-	-	keine Umstellung	keine Umstellung	-
Hüttenwerke Krupp Mannesmann	Duisburg, NW	2,2	2030	2030	stilllegen	DR+EAF (H2)	(HKM 2021)
Hüttenwerke Krupp Mannesmann	Duisburg, NW	2,7	2044	2032	DR+EAF (H2)	DR+EAF (H2)	
Rogesa/Dillinger/Saarstahl	Dillingen/Saar, SL	2,2	2036	2036	BF+BOF+CCS	stilllegen	(Saarstahl 2022), (SHS 2022), (VDI 2022a)
Rogesa/Dillinger/Saarstahl	Dillingen/Saar, SL	2,6	2044	2030	BF+BOF+CCS	DR+EAF (H2)	
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	2,1	2035	2035	DR+EAF (H2)	DR+EAF (H2)	(Salzgitter 2022a), (Stahleisen 2021)
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	2,3	2036	2036	DR+EAF (H2)	DR+EAF (H2)	
Salzgitter Stahl	Salzgitter, NI	1,5	2043	2028	stilllegen	stilllegen	
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	1,9	2038	2038	DR+SAF+BOF (H2)	DR+SAF+BOF (H2)	(VDI 2022b), (Konstruktionspraxis 2021), (Thyssenkrupp 2021a), (Thyssenkrupp 2022a)
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	1,9	2043	2027	stilllegen	DR+SAF+BOF (H2)	
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	3,5	2036	2036	DR+SAF+BOF (H2)	DR+SAF+BOF (H2)	
Thyssenkrupp Steel	Duisburg, NW	4,4	2044	2030	DR+SAF+BOF (H2)	DR+SAF+BOF (H2)	
Σ_A 27,1 / Σ_B 32,1			2037±6	2032±4	#12	#15	

/ *) nur Eisen-, keine Stahlproduktion / #) aufrüsten in Pfad B von 1,3 auf 2,0 Mt/a / Hinweis: Angabe der Gesamtkapazität im Jahr 2050 einmal für Pfad A und einmal für Pfad B.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der in der Tabelle genannten Quellen (für weitere Erläuterungen siehe Text)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Entwicklungspfad B

Die Annahmen des Entwicklungspfades B mit viel internationaler Kooperation kommt der bisherigen sowie der auch weiterhin erwarteten Entwicklung recht nahe. Aus diesem Grund wird für die Fortschreibung der deutschen Stahlproduktion (gesamte Rohstahlproduktion) der historische Trend von 1995 bis 2019 herangezogen, ohne eine zusätzliche Effizienz beim Stahleinsatz und damit der -nachfrage anzunehmen. In diesem Zeitraum sinkt die Stahlproduktion im Mittel um -0,12 %/a, was bis 2050 ggü. der mittleren Produktion 2015–2019 einem Rückgang von rund 3 Prozent bzw. 1,4 Mt entspricht (Abbildung 20, oben). Die Zusammensetzung der verschiedenen (konventionellen und alternativen) Produktionsrouten für Stahl wandelt sich ab etwa 2025 deutlich: Während in der Vergangenheit nur die BF+BOF-Route (~70 %), die Schrott+EAF-Route (~28 %) sowie mit untergeordneter Bedeutung die DR+EAF-CH₄-Route (~2 %) mit sehr stabilen Anteilen an der Stahlproduktion existieren, ersetzen bis 2030 die alternativen Routen DR+SAF+BOF (16 %) sowie DR+EAF-H₂ (15 %) die Hochofenroute (44 %). Bis 2050 ist letztere komplett ersetzt, wobei 18 Prozent der Gesamtkapazität immer noch durch Hochöfen bereitgestellt werden, dann jedoch mit CCS ausgestattet (BF+BOF+CCS). 2050 dominieren DR+SAF+BOF (26 %) sowie DR+EAF-H₂ (39 %) die Stahlproduktionskapazität (Abbildung 19, oben). Während des gesamten Zeitraumes bleibt der Anteil der Schrott+EAF-Route nahezu konstant.

Der angenommene Technologiewechsel auf Ebene der einzelnen Standorte ist in Tabelle 30 aufgeführt. Die Transformationen fußen weitgehend auf den (vor dem Ukrainekrieg) kommunizierten Strategien der Betreiber, denn diese sind kompatibel mit der Vorgabe hoher internationaler Kooperation des Pfades B. Jedoch wurde an gewissen Stellen, insbesondere hinsichtlich genannter Brückentechnologien im Kontext der aus dem Ukrainekrieg folgenden Energie- bzw. Erdgaskrise, bewusst davon abgewichen und unmittelbar auf den finalen Technologiepfad geschwenkt. Die Transformationszeitpunkte orientieren sich am jeweiligen Investitionszyklus, welcher hauptsächlich von der Notwendigkeit bestimmt wird, den Hochofen nach seiner Ofenreise neu zustellen zu müssen (vgl. Tabelle 1). Es folgt eine Übersicht der anvisierten Transformationsstrategie je Unternehmen und Standort:

ArcelorMittal

ArcelorMittal Europe hat sich selbst die Ziele gesetzt, seine THG-Emissionen bis 2030 um 30 % zu reduzieren und bis 2050 komplett zu vermeiden (ArcelorMittal 2020b). Dafür plant das Unternehmen, am Standort **Hamburg** eine zusätzliche DRI-Anlage (zur bestehenden, mit Erdgas befeuerten) zu installieren, um die DRI-Kapazität auf insgesamt 0,9 Mt/a zu erhöhen. Der Wasserstoff soll Erdgas sukzessive ersetzen. Dafür ist ab 2025 der Bau eines 50 MW Elektrolyseurs am Standort geplant (ArcelorMittal 2020b).

Am Standort **Bremen** ist geplant, zu Beginn mehr CH₄ und H₂ im Hochofen einzusetzen und mittels einer neuen elektrischen Schrottschmelz-Anlage den Schrottanteil in der konventionellen Route zu erhöhen (ArcelorMittal 2020b). Auch hier soll ein Elektrolyseur am Werk gebaut werden mit einer Leistung von 100–300 MW. Es werden für diesen Standort zwei Strategien ergebnisoffen verfolgt: Entweder das sogenannte „Smart Carbon“, welches im wesentlichen Kohlenstoffabscheidung und -nutzung an dem/den bestehenden Hochofen/Hochöfen ist (BF+BOF+CCU). Oder der Ersatz der bestehenden Route mit DR+EAF (ArcelorMittal 2020b). Im Pfad wird per Setzung angenommen, dass der kleinere Hochofen durch einen größeren DRI-Schachtofen ersetzt wird, welcher Anfangs auch den Standort Eisenhüttenstadt mit Eisenschwamm beliefert, bis dieser autark ist. Danach ist evtl. ein zweiter EAF zur Verarbeitung des dann höheren DRI-Aufkommens vor Ort geplant (VDI 2022a, MOZ 2021).

Langfristig ist der Technologiewechsel hin zu DR+EAF-H2 am Standort **Eisenhüttenstadt** gesetzt. Als Brückentechnologie kommt zunächst eine Pyrolyse-Anlage zum Einsatz, die Wasserstoff aus Methan abspaltet. Ebenfalls als Zwischenschritt soll eine elektrische Schrottschmelz-Anlage den Schrottanteil in der konventionellen Hochofenroute erhöhen (MOZ 2021). Eisenschwamm wird in einer Übergangsphase per Bahn aus Bremen angeliefert. Zeitgleich startet vor Ort der Betrieb einer DRI-Demonstrationsanlage (vom Hyfor-Typ, der Feinerz statt Erzpellets reduziert). Später ist der Bau von zwei EAFs geplant (VDI 2022a).

Für den Hochofen am Standort **Duisburg** ist geplant, zunächst DRI aus Hamburg als teilweisen Ersatz für Eisenerz im Hochofen zu nutzen. Später soll die komplette Umstellung des Standorts auf DR+EAF-H2 mit einer Kapazität von rund 1 Mt Rohstahl pro Jahr inklusive eigenem Elektrolyseur angegangen werden (ArcelorMittal 2020b)

DK Recycling

DK Recycling produziert in einem vergleichsweise kleinen Hochofen in **Duisburg** Roheisen, das nicht zu Stahl weiterverarbeitet, sondern als Gusseisen genutzt wird. Es liegen uns keine (veröffentlichten) Pläne für eine Umstellung seitens des Betreibers vor. In Pfad B (wie auch in Pfad A) wird davon ausgegangen, dass am Werk unverändert Gusseisen produziert wird. Angesichts der geringen Produktion von ausschließlich Eisen und der Möglichkeit, im Hochofen einen hohen Schrottanteil mit zudem hohem Kontaminierungsgrad zu verwerten, führt zu der Einschätzung, dass diese Anlage „außer Konkurrenz“ läuft.

Hüttenwerke Krupp Mannesmann

Bei den Hüttenwerken Krupp Mannesmann (HKM) in **Duisburg** liegt der Fokus klar auf einer Wasserstoff-basierten Stahlherstellung. HKM ist Gründungsmitglied des Wasserstoffvereins „Hy.Region.Rhein.Ruhr“, welche die regionale Erzeugung und Verteilung grünen Wasserstoffs anstreben (HKM 2021).

Rogesa/Dillinger/Saarstahl

Während des Recherchezeitraumes dieses Gutachtens wurde kein konkreter Umstellungsplan von Unternehmensseite gefunden. Stattdessen wurde der Ansatz kommuniziert, am Standort **Dillingen** die Hochofeneffizienz zu verbessern und im Hochofen zusätzlich anstelle von Eisenerz DRI aus den eigenen französischen Werken einzubinden (Saarstahl 2022). Mangels Hinweises für die Transformation hin zu emissionsarmer Stahlproduktion wurde in Pfad B die DR+EAF-H2-Route gesetzt. Eine aktuelle Strategie wurde kürzlich in (SHS 2022) kommuniziert, könnte jedoch nicht mehr in der Pfadgestaltung berücksichtigt werden. Nach dieser soll 2027–2030 ein erster EAF installiert werden, um den ersten Hochofen abstellen zu können. Danach wird auch der zweite Hochofen inklusive des Konverters abgebaut und durch einen zweiten EAF ersetzt. Unklar ist noch, ob DRI bezogen oder vor Ort via DR selbst erzeugt werden soll (VDI 2022a).

Salzgitter Stahl

Salzgitter Stahl verfolgt ein eigenes Konzept für eine Direktreduktion, deren Demonstrationsanlage mit einer Jahreskapazität von 20 kt DRI wird seit 2021 aufgebaut (Stahleisen 2021). Damit lassen sich CH₄ und H₂ in beliebigen Anteilen (von 0 bis 100 %) flexibel mischen. Damit strebt Salzgitter Stahl nach eigenen Angaben letztlich eine THG-Reduktion von 95 % an (Salzgitter 2022a). Aufgrund dieses eigenen bereits begonnenen Vorhabens wird in beiden Pfaden davon ausgegangen, dass die DR+EAF-Route umfänglich am Standort **Salzgitter** kommt.

Thyssenkrupp

Das Konzept von Thyssenkrupp Steel erweitert die bisher erwähnten Technologieoptionen um eine weitere (Konstruktionspraxis 2021): Direktreduziertes Eisen (DR) soll direkt in ein neuartiges Einschmelzaggregat (Schmelzofen, SAF) geleitet werden, wo daraus flüssiges Roheisen erzeugt wird, welches direkt in den Konverter zur Stahlherstellung geleitet wird. Diese DR+SAF+BOF-Route hat den Vorteil, vollumfänglich in bestehende Eisenhütten integriert werden zu können (vgl. 3.1.3). Auf dem Weg dorthin soll Hochofen 9 (der älteste der vier Hochofen mit einer Kapazität von 1,9 Mt/a) bis 2025 zugunsten einer Direktreduktionsanlage stillgelegt werden. Hochofen-frei möchte Thyssenkrupp bis etwa 2045 sein (VDI 2022b). Im Jahr 2021 wurde noch eine der letzten Neuzustellungen in der Unternehmensgeschichte vollzogen (Hochofen „Schwelgern 1“, Baujahr 1973, Kapazität 3,5 Mt/a). Ab nun sollen laut Unternehmen alle Hochofen am zentralen Firmenstandort **Duisburg** schrittweise auf DR+SAF umgestellt werden (Thyssenkrupp 2021a). Eine neue DR+SAF-Anlage mit 2,5 Mt Kapazität wurde 2022 beschlossen und soll bereits 2026 Stahl produzieren (Thyssenkrupp 2022a).

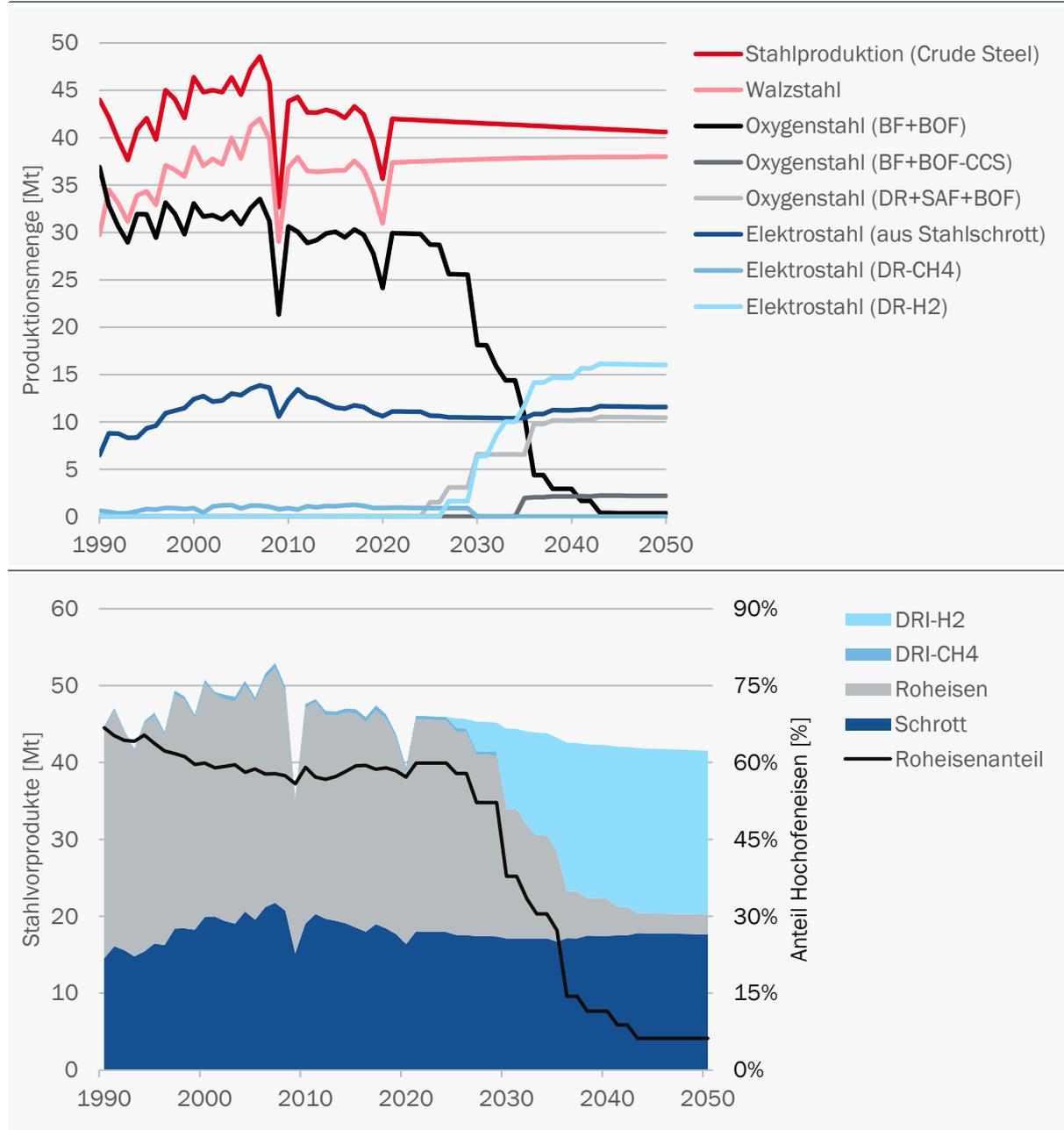
Synthese aller Herstellerinformationen

Die Kombination all der aufgeführten standortbezogenen Einzelinformationen zu Technologietransformationen und Umstellungszeitpunkten führt zu einem robusten Datensatz und somit zu einem recht tragfähigen Modell. Die sich daraus ergebende Entwicklung der Herstellungsrouten für den Pfad B ist in Abbildung 20 gezeigt für die Stahlproduktion nach Routen und für die Stahlvorprodukte (Schrott, Roheisen, Eisenschwamm) dargelegt. Danach sinkt der Roheiseneinsatz aus Hochofen in der Stahlherstellung von heute rund 58 % auf nurmehr 6 % im Jahr 2045.

In Pfad B werden bis 2050 rund 1,4 Mt Stahl weniger produziert als im gemittelten Zeitraum 2015–2019. Gleichzeitig wird unterstellt, dass aufgrund allgemeiner Effizienz- und Kostenoptimierung die Kapazitätsauslastung der Stahlwerke von heute rund 86 Prozent auf um die 90 Prozent steigt⁴⁸. Aus diesen beiden Gründen wird die heutige Produktionskapazität nicht mehr in vollem Umfang benötigt und einzelne Werke schließen. Die getroffenen Stilllegungen in Pfad B – 2,2 Mt/a in Dillingen (Rogesa/Dillingen/Saarstahl) und 1,5 Mt/a in Salzgitter (Salzgitter Stahl) – sind in gewissem Grad beliebig, da die Kostenstrukturen nicht auf Werksebene vorliegen. Die Entscheidungsfindung hierbei orientiert sich in erster Linie an der Kapazitätsauslastung. Diese sollte in keinem Jahr wesentlich höher als etwa 90 Prozent liegen. Weiterhin kommen in Pfad B eher Standorte für eine Schließung in Frage, die abseits des Wasserstoff-Hubs in NRW liegen und zu tendenziell kleineren Herstellern gehören. Auch sollte nicht nur ein einziges Unternehmen von Schließungen betroffen sein, sondern sich diese auf möglichst viele Unternehmen verteilen. Mit diesem weitgehend transparenten Vorgehen kommt es zur Stilllegung der genannten Standorte.

⁴⁸ Zum Vergleich: Die Kapazitätsauslastung der deutschen Stahlwerke lag noch vor der Finanzkrise 2009 bei im Mittel 93 % und pendelte sich danach auf das heutige Niveau ein.

Abbildung 20: Produktionsmenge Stahl nach Route und Stahlvorprodukte – Pfad B
1990–2050; in Mio. Tonnen, oben: Produktionsmenge, unten: Vorprodukte



Hinweis: Roheisen meint hier ausschließlich das im Hochofen produzierte Roheisen (nicht jenes aus dem Schmelzofen)

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

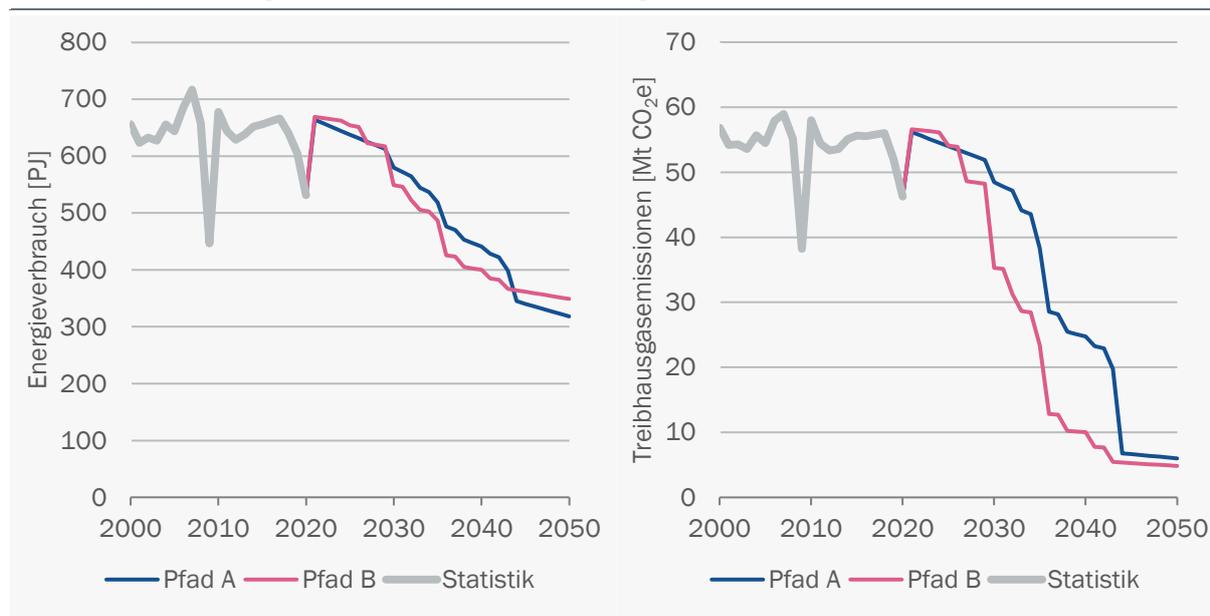
Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

Wesentliche Unterschiede zwischen den Entwicklungspfaden A und B hinsichtlich der Stahlproduktion sind aufgrund der bereits genannten unterschiedlichen Rahmenbedingungen des jeweiligen Pfades folgende: Materialeffizienz wird im Pfad A über das bisherige Maß (Pfad B) hinaus

angestrebt, was zu einer geringeren Stahlnachfrage führt. Auch Energieeffizienz ist in beiden Pfaden wichtig. Da die Umstellung auf neue Produktionstechnologien im Vordergrund steht, äußern sich Effizienzbemühungen erst einmal nur im Bestand, also in den weiter betriebenen Anlagen der Hochofen-Route. Hier besteht in Pfad A zusätzlicher Handlungsdruck. Denn ein gewisser Restbestand der Hochofen läuft perspektivisch auch nach 2050 noch, weshalb diese Anlagen umfassend modernisiert werden. Anders in Pfad B: Hier werden die Umstellungen zu alternativen Produktionsverfahren vorangetrieben mit dem Ziel, alle Hochofen zu ersetzen (auch wenn im betrachteten Zeitraum noch einige Hochofen produzieren). Darum werden diese Altanlagen nicht mehr umfassend (und teuer) modernisiert. Diese konsequente Umstellung in Pfad B setzt voraus, dass kein absehbarer Mangel an den entsprechenden Stellen herrscht (insbesondere Wasserstoff-Bereitstellung via Pipelines innerhalb der EU inkl. Großbritannien, Norwegen und Island, aber auch von nicht EU-Ländern). Umgekehrt muss auf eine mögliche Restriktion insbesondere beim H₂-Bezug in Pfad A reagiert werden, indem der Bestand diversifizierter aufgestellt ist, was ein Beibehalten gewisser Teile der Hochofen-Route impliziert. Der Nachteil in dieser Welt, die nach wie vor Klimaneutralität zum Ziel hat, ist, dass nun der Bedarf an Kohlenstoffabscheidung auch bei der Stahlherstellung ansteigt, um mehr als das Doppelte ggü. Pfad B. Eine knappe Übersicht der beiden Pfade findet sich in Tabelle 31.

Abbildung 21: Energieverbrauch und THG-Emissionen Eisen/Stahl

2000–2050, links: Energieverbrauch in PJ, rechts: Treibhausgasemissionen in Mt CO₂e



Hinweis: EEV mit Wasserstoff-Bezug (ohne Elektrolyse-Strom, aber mit Wasserstoff für die Öfen)

Quelle: Eigene Darstellung

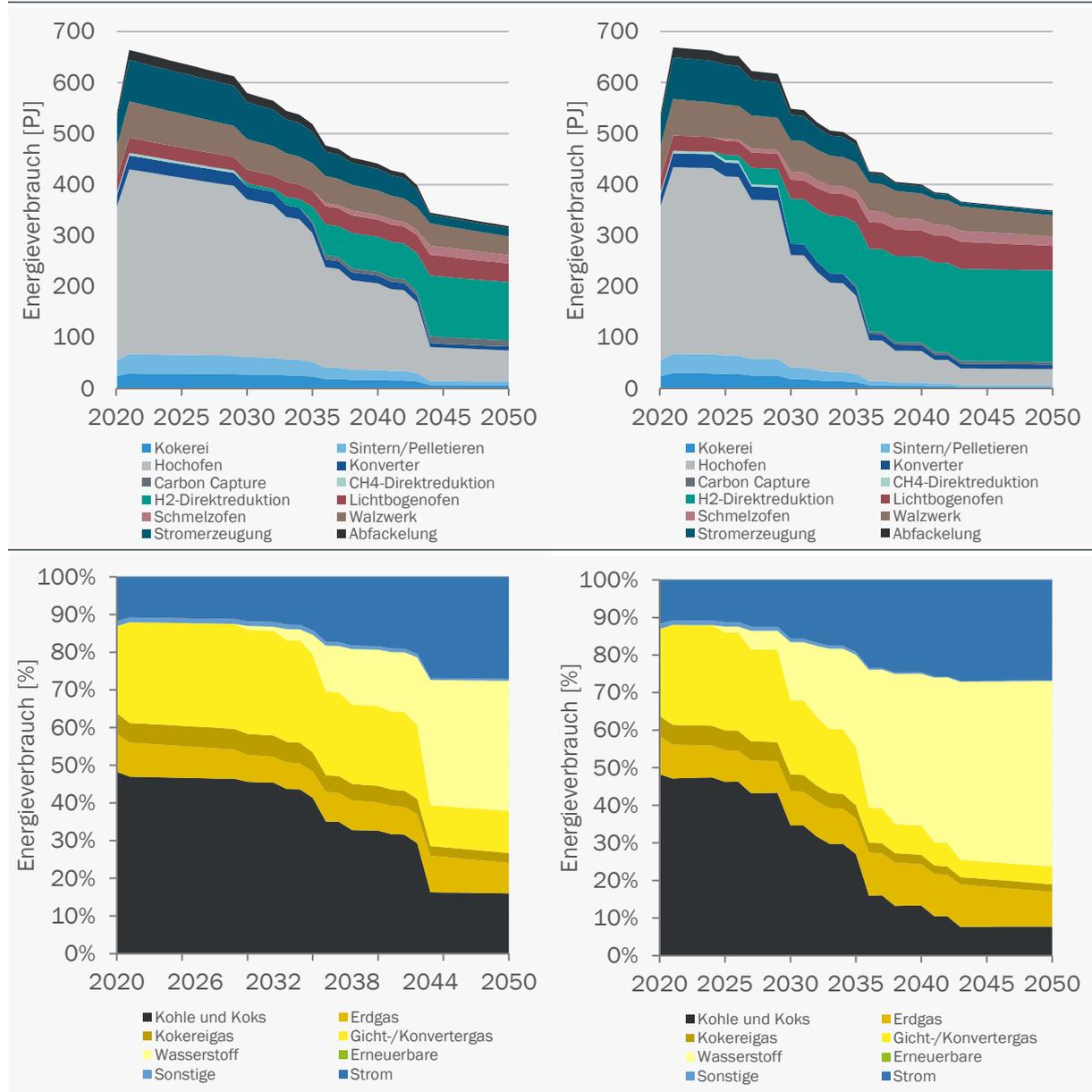
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Der Endenergiebedarf sinkt in beiden Pfaden deutlich um rund 45 % zwischen heute und 2045 (Abbildung 21, links). Verantwortlich ist die viel bessere (Primär-)Energieeffizienz der alternativen Routen. Insbesondere der energetische Bedarf für die Eisenerzreduktion ist bei Wasserstoff merklich geringer als bei Kohle und Koks (vgl. Tabelle 5 und Tabelle 9). Zusätzlichen Einfluss auf die sinkenden Endenergieverbräuche hat die sinkende absolute Stahlproduktion – in Pfad A sogar noch mehr als in Pfad B. Die Struktur der eingesetzten Energieträger spiegelt die

Überlagerung der einzelnen Routen wider, die mit unterschiedlicher Gewichtung in beiden Pfaden präsent sind. So macht Wasserstoff etwa ein Drittel des Bedarfs in Pfad A, jedoch rund die Hälfte des Bedarfs in Pfad B aus (Abbildung 22, unten). Die Bedarfe an Strom und Erdgas sind ähnlich. Pfad A weist 2045 noch einen doppelt so hohen Kohle- und Koks-Bedarf auf wie Pfad B, weil noch mehr Hochöfen produzieren.

Abbildung 22: Energieverbrauch Eisen/Stahl

2020–2050, links: Pfad A, rechts Pfad B, oben: EEV nach Anlagen, unten: EEV-Struktur nach Energieträgern



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

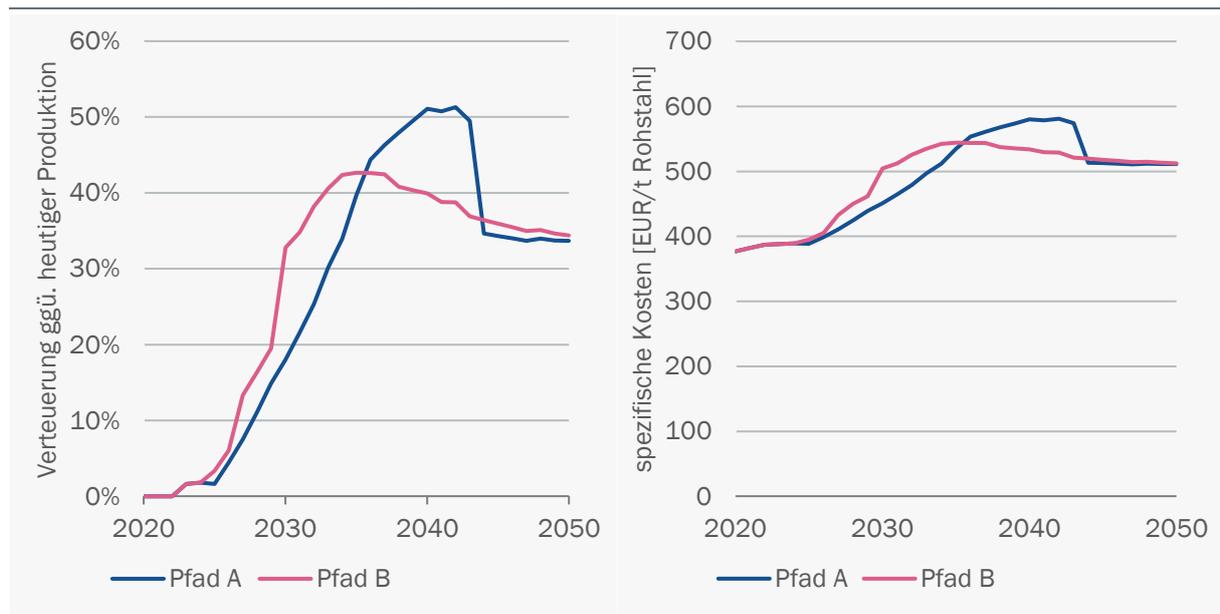
Bezüglich THG-Emissionen weist Pfad B einen (kumulierten) Vorteil auf, denn die Umstellung beginnt hier rund fünf Jahre früher als in Pfad A. Zum Ende des Betrachtungszeitraumes nähern

sich beide Emissionen jedoch an (obwohl Pfad A weniger Stahl produziert, sind hier die absoluten Emissionen noch leicht höher). Die gesamte THG-Reduktion zwischen aktuellen Emissionen und 2045 beträgt in Pfad A 88 % und in Pfad B 90 %. Diese weitgehende Reduktion wird nur erreicht, weil konsequent bei jeder Investitionsentscheidung zur Neuzustellung eines Hochofens auf die alternative Technologie oder die Nachrüstung mit CCS gesetzt wird. Noch stärkere Reduktionen sind denkbar und auch technisch machbar, jedoch für die Betreiber mit hohem Aufwand und Risiko verbunden, da dann mehrere oder auch alle Anlagen in einem engen Zeitfenster umgestellt werden müssten. Dieses Vorgehen ist aus Unternehmenssicht hochriskant, da so keine (eigene) Expertise zum Bau und Betrieb der neuen Technologie gesammelt werden und bei einem zukünftigen Neubau gleicher Art angewendet werden kann.

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Stahlherstellung ergibt sich ein interessantes Bild in beiden Entwicklungspfaden: Einerseits produzieren beide Pfade am Ende des Betrachtungszeitraumes Rohstahl zu nahezu gleichen spezifischen Kosten von 510–520 Euro je Tonne (Abbildung 23), und damit 34 % teurer als heute (~380 EUR/t Rohstahl in den letzten Jahren 2015 bis 2019). Andererseits ist der zeitliche Verlauf der Mehrkosten klar verschieden. Die hohen Kostensteigerungen bei den CO₂-Zertifikaten werden in Pfad A erst spät durch Umstellungen und CCS stabilisiert bzw. gesenkt (Abbildung 24). Durch die deutlich höheren Investitionen in Pfad B können die EUA-Kosten früh eingefangen werden. Allerdings muss in Pfad A auch deutlich mehr für die Bereitstellung der Energieträger ausgegeben werden (Preistreiber ist hier der bezogene Wasserstoff). Bei Betrachtung der spezifischen Stahlproduktionskosten fällt auf, dass in beiden Pfaden alle drei alternativen Routen BF+BOF+CCS, DR+SAF+BOF sowie DR+EAF-H₂ in einem ähnlichen Korridor von 560–600 EUR/t Rohstahl liegen (während Stahl aus der Route Schrott+EAF im Preis stabil bei 380 EUR/t Rohstahl und schließlich deutlich kostengünstiger ist). Aufgrund dieser Tatsache und dem Wissen um die in Teilen größeren Unsicherheiten bei der Kostenberechnung (vgl. dazu die Anmerkungen zu Energieträgerpreisen in Abschnitt 4.1.3) lässt sich keine Präferenz für einen Technologiepfad ableiten.

Abbildung 23: Kostenstrukturen Eisen/Stahl

2000–2050, links: spez. Verteuerung ggü. heutiger Produktion in Prozent, rechts: spez. Kosten in EUR/t Rohstahl

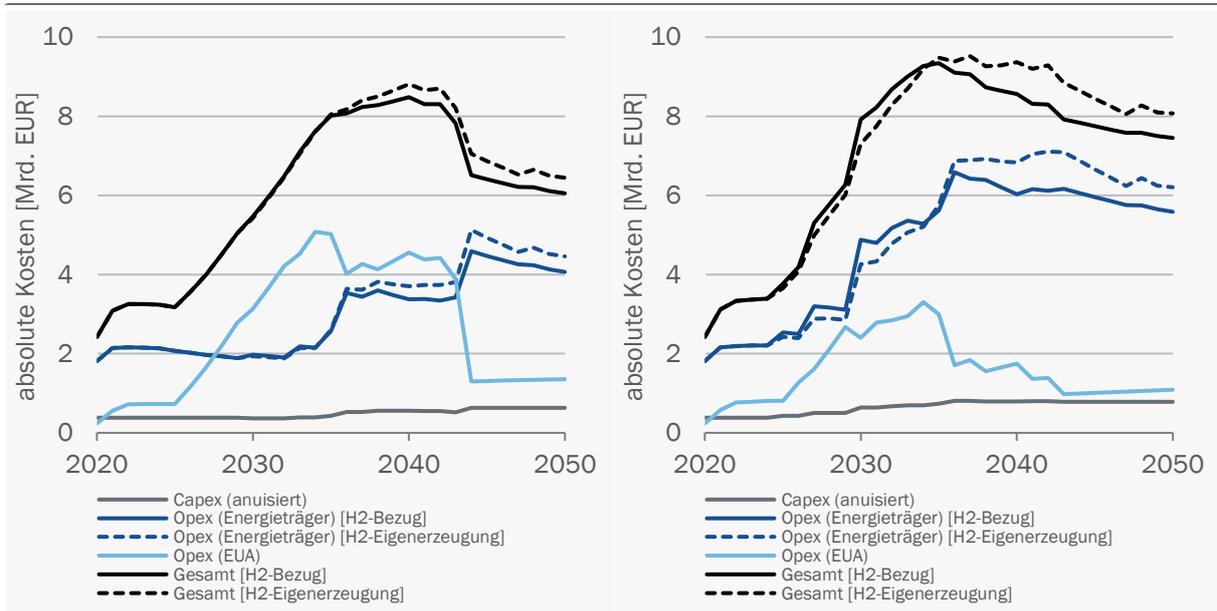


Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 24: Absolute Kostenstruktur Eisen/Stahl

2020–2050, in Mrd. Euro, links: Pfad A, rechts Pfad B



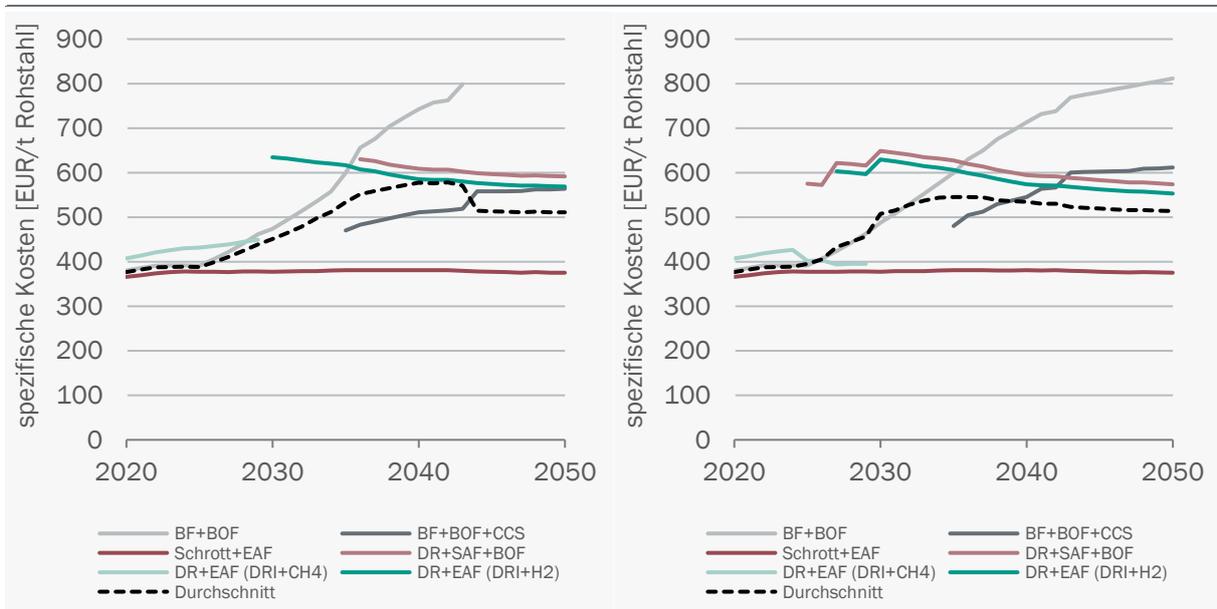
Hinweis: Zu berücksichtigen ist die in Pfad B um ~4 Mt (~10 %) höhere Stahlproduktion, weshalb die absoluten Kosten höher liegen.

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 25: Spezifische Kosten nach Route Eisen/Stahl

2020–2050, in Euro je Tonne Rohstahl, links: Pfad A, rechts Pfad B



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

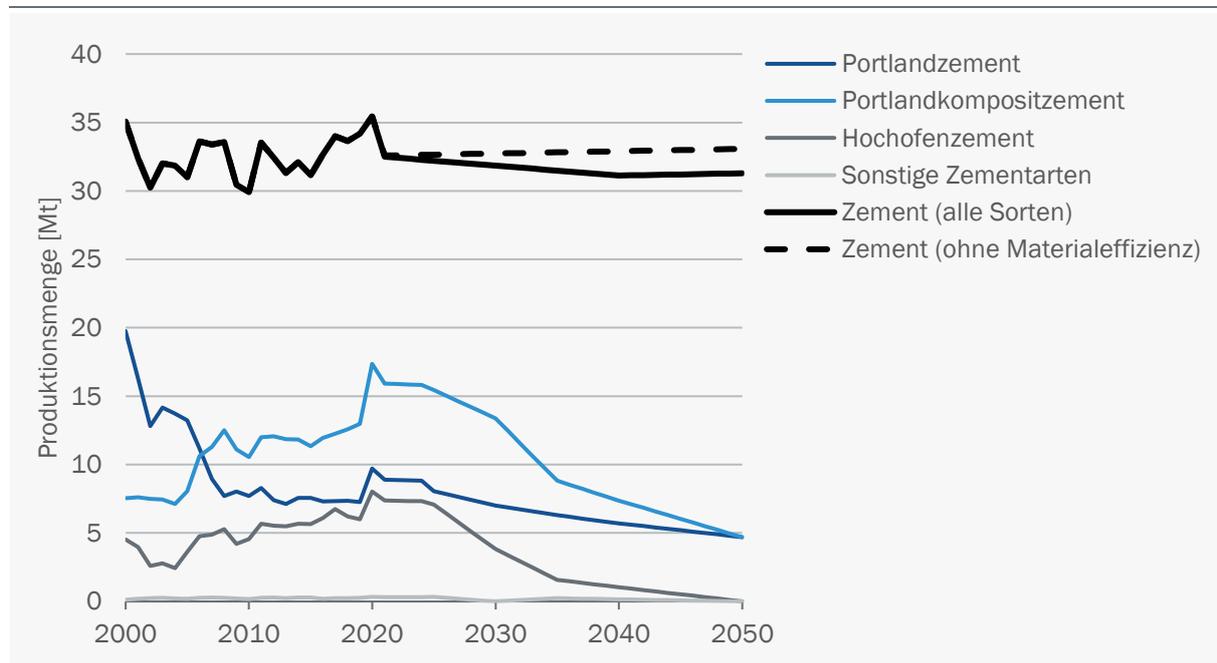
4.3.3 Zement

Entwicklungspfad A

Die zukünftigen Zement-Produktionsmengen in Deutschland wurden aus der bisherigen Entwicklung (noch ohne unterstellte Materialeffizienz) abgeleitet und bis 2050 fortgeschrieben (Abbildung 26). Diese Daten wurden grundsätzlich beiden Entwicklungspfaden unterstellt. Die Fortschreibung basiert auf den Daten der letzten 20 Jahre, wodurch sich eine (minimale) Zunahme der Produktionsmenge ergibt.

Abbildung 26: Produktionsmenge Zement – Pfad A

1990 bis 2050, nach Zementsorten, in Mt



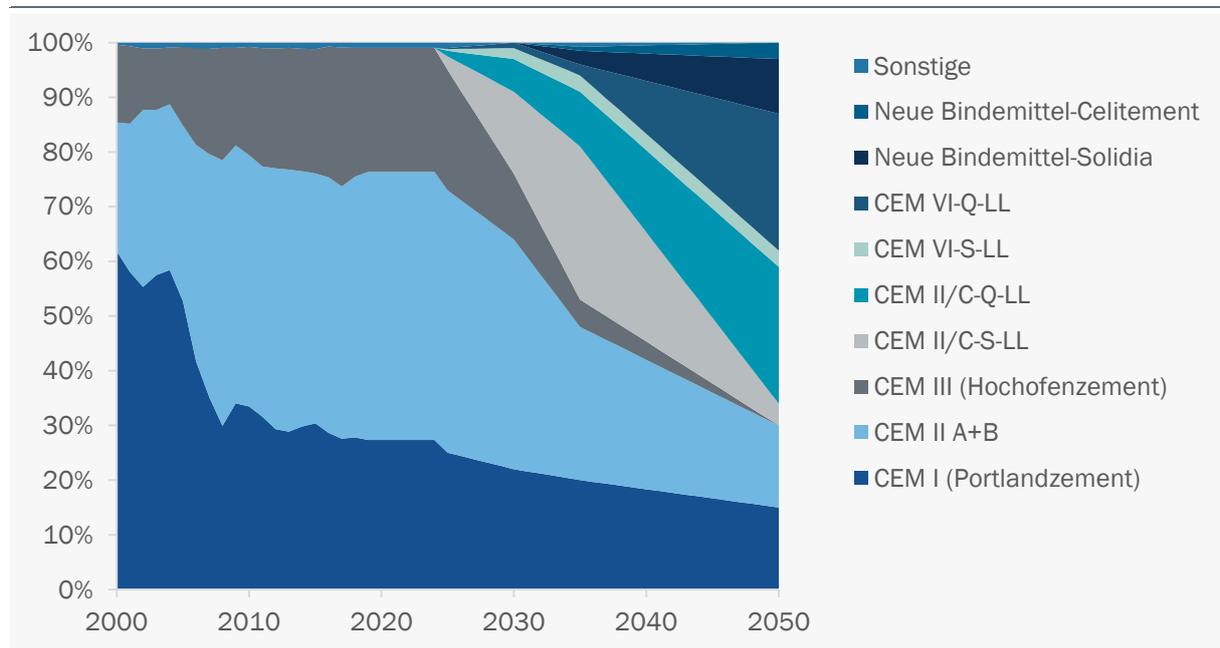
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

In Pfad A wird darüber hinaus jedoch der Materialeffizienz eine wichtige Rolle zugeschrieben, wodurch sich die Zementproduktion wie folgt verändert: Holzbau wird als Ersatz für den Bau mit Zement angenommen und reduziert damit einen Teil des herzustellenden Zementes. Es ist eine Einsparung von ca. 0,8 Mt Zement realisierbar (Prognos et al. 2021b). Dabei wird eine Ersatz- bzw. Reduktionsrate von 5 Prozent pro Jahr (von 0,8 Mt) unterstellt, die 2021 beginnt und 2040 100 Prozent (also insgesamt 0,8 Mt) erreicht. Eine weitere Steigerung der Materialeffizienz wird mittels Hohlkammermodulen angenommen, wodurch ebenfalls Beton bzw. Zement eingespart wird. Es wird unterstellt, dass durch den Hohlkammerbau 1 Mt Zement eingespart wird – auch hier mit einer Ersatz-/Reduktionsrate von 5 %/a. Die Zementproduktion wird entsprechend angepasst und für den Entwicklungspfad A unterstellt. Daraus ergibt sich ein Rückgang der Zementproduktion zwischen dem langjährigen Mittel 2000–2020 und 2050 um rund 4 Prozent.

Abbildung 27: Produktionsanteile nach Zementarten – Pfad A

2020 bis 2050, Pfad A



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Der Hochlauf der alternativen Routen für die Zementproduktion (Abbildung 27 für Pfad A) beginnt 2025. Die klinkerarmen Zemente mit Hüttensand (CEM II/C-S-LL und CEM VI-S-LL) haben einen überwiegenden Anteil am Gesamtportfolio im Zeitraum von 2030 bis 2035. Aufgrund der sinkenden Verfügbarkeit von Hüttensand werden diese Zemente in den Folgejahren jedoch mit den klinkerarmen Zementsorten mit kalzinierem Puzzolan Q (CEM II/C-Q-LL und CEM VI-Q-LL) ersetzt. Die neuen Bindemittelsysteme Klinkerersatzstoffe (auf der Basis Calciumhydroxide und Calcium-Silicat-Hydrate; Celitement und Solidia) kommen in diesem Modell erst ab 2030 ins Spiel – wir unterstellen aufgrund der beschriebenen Hemmnisse und Bedingungen (Abschnitt 3.2.3) eine langsame Entwicklung. Die Sorten teilen sich dabei wie folgt auf: Die konventionellen Zementarten machen 2025 einen Anteil von 95 Prozent der gesamten Zementherstellung aus, 2030 nur mehr etwa 75 Prozent. Es ist zu beachten, dass nur diese Zemente für bestimmte Expositionsklassen, wie Tief- und Hochbau, zulässig sind. Infolge wird angenommen, dass sie auch 2050 noch hergestellt und einen Anteil von 30 Prozent der Gesamtproduktion aufweisen werden. Die hüttensandhaltigen CEM II/C-Zemente erreichen 2035 deren höchsten Anteil von ca. 30 Prozent, wobei deren Anteil infolge aufgrund der beschriebenen Situation bzgl. Hüttensandangebot aus der Stahlindustrie sinkt. 2050 machen diese Zemente nur ca. 7 Prozent der Gesamtproduktion aus. Die Puzzolanhaltigen CEM VI-Zemente dominieren ab 2035 und erreichen im Jahr 2050 mit einem Anteil von ca. 50 Prozent deren höchste Bedeutung. Die neuen Bindemittelsysteme weisen im Jahr 2050 einen Anteil von 13 Prozent auf.

Parallel dazu entwickelt sich die Oxyfuel-CCS-Technologie ab dem Jahr 2025, wobei bis 2030 ein langsamer Hochlauf angenommen wird.⁴⁹ Bis zu diesem Zeitpunkt verfügen ca. 10 Prozent der

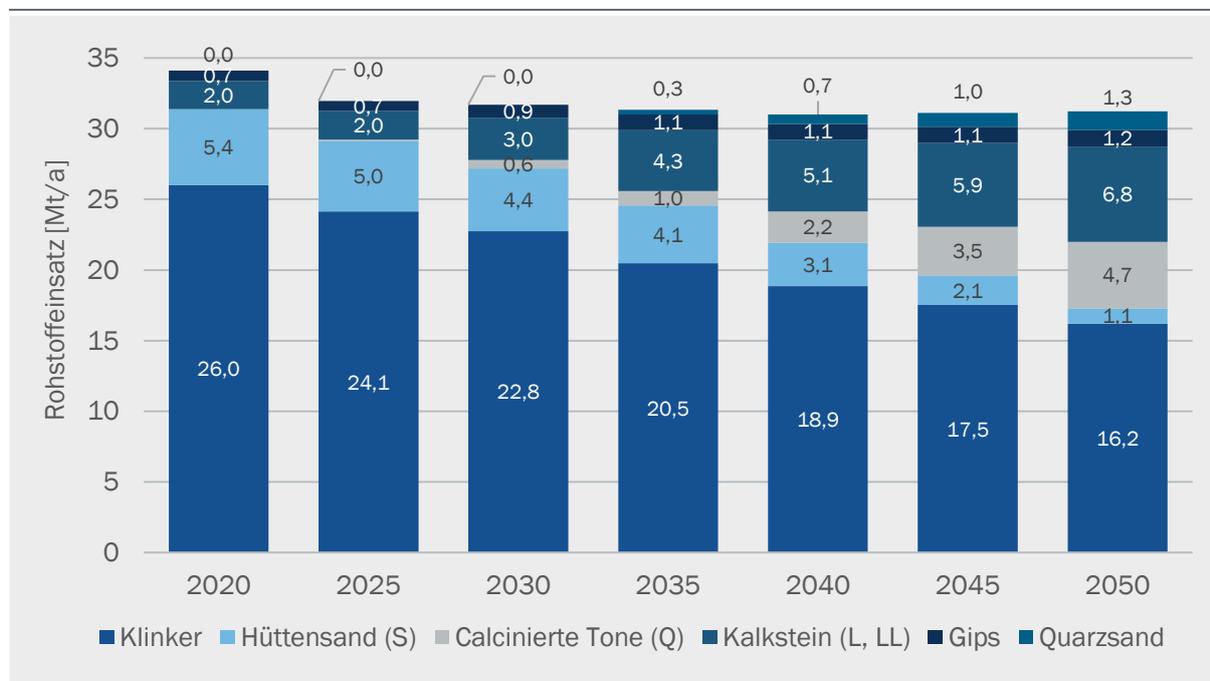
⁴⁹ Anders als beim Stahl werden die Transformationszeitpunkte nicht auf Ebene der einzelnen Standorte ermittelt. Denn bestehende Zementwerke können prinzipiell zu jeder Zeit und nicht erst nach Ablauf ihrer Lebenszeit auf die hier betrachteten Vermeidungstechnologien umgestellt werden.

gesamten Zementproduktion über eine Oxyfuel-CCS-Anlage. Anschließend wird unterstellt, dass sich der Hochlauf (auch durch steigende CO₂-Preise) beschleunigt und 2045 75 Prozent der Zementproduktion mit CCS-Technologien ablaufen.

Die Entwicklung des Rohstoffeinsatzes für die Zement-Produktion in Pfad A ist in Abbildung 28 dargestellt; die weiteren Komponenten, wie Flugasche und natürliche Puzzolane, werden aufgrund der kleinen Anteile nicht in der Grafik angeführt. 2025 bis 2030 stagniert die Zementproduktion und damit auch der Rohstoffbedarf. Aufgrund der angenommenen Materialeffizienz sinkt die Zementproduktion und damit der Rohstoffeinsatz ab 2030. Zusätzlich nehmen ab 2030 auch der Klinkereinsatz sowie die Verwendung von Hüttsensand stetig ab, weil mehr klinkerarme Zemente mit kalzinierten Tonen (Q) zum Einsatz kommen. Die verminderte Klinkermenge wird z. T. durch Kalkstein kompensiert.

Abbildung 28: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung – Pfad A

2020 bis 2050, in Mio. t/a



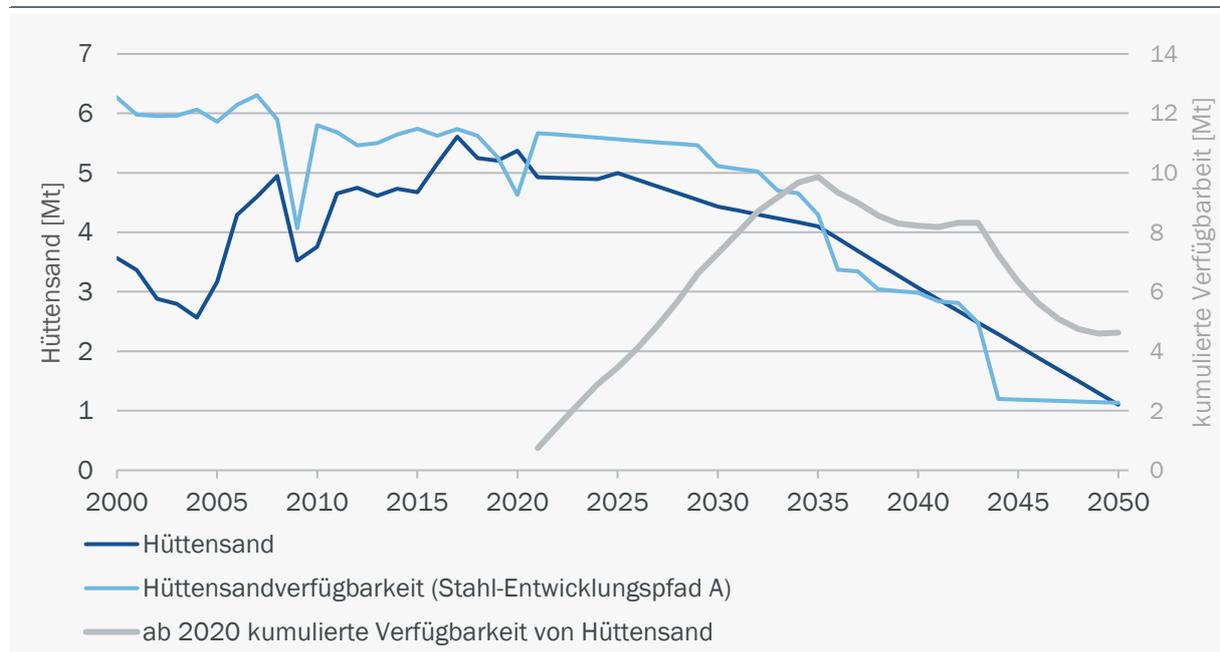
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Eine Restriktion bei der Entwicklung von Pfad A ist die Verfügbarkeit von Hüttsensand. Aufgrund der künftigen Dekarbonisierung der Stahlindustrie wird, wie bereits erwähnt, Hüttsensand als Nebenprodukt in immer geringerer Menge hergestellt. Die verfügbare Menge wird aus dem Stahl-Entwicklungspfad A übernommen. Infolge wurde die Entwicklung dieses Pfades auch an der entsprechenden Verfügbarkeit ausgerichtet. Abbildung 29 stellt die Verfügbarkeit von Hüttsensand aus Stahl-Pfad A und dessen angenommenen Einsatz im Zement-Pfad A gegenüber. Kumuliert über den Zeitraum ab 2020 wird das Material auch am Ende des Betrachtungszeitraumes für die Zementherstellung verfügbar sein. Es besteht kein Bedarf für Importe.

Abbildung 29: Hüttensandbedarf und dessen Verfügbarkeit – Pfad A

2000 bis 2050, in Mio. t/a



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Entwicklungspfad B

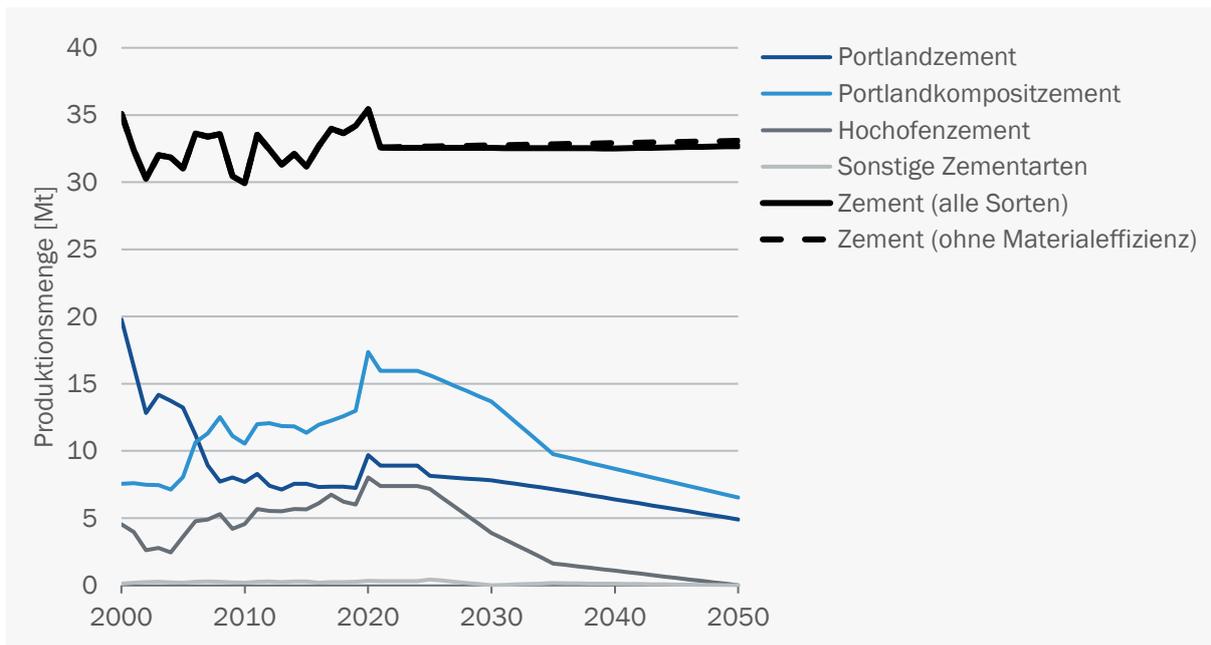
Auch in Entwicklungspfad B wird dieselbe Basis-Entwicklung der Zementproduktion unterstellt. Jedoch spielt die Materialeffizienz bei der Betonverwendung in Pfad B eine geringere Rolle als in Pfad A. Auch hier ersetzt und reduziert Holzbau einen Teil des herzustellenden Zementes. Es wird dieselbe Entwicklung wie in Pfad A angenommen (Reduktion von 0,8 Mt Zement bis 2040, 5 %/a ab 2021). Eine weitere Steigerung der Materialeffizienz z. B. durch den verstärkten Einsatz von Hohlkammermodulen (insbesondere für Beton-Fertigteile) wurde für diesen Pfad nicht unterstellt. Die Zementproduktion wird entsprechend für den Entwicklungspfad B angepasst (Abbildung 30). Daraus ergibt sich nahezu eine Stagnation der Zementproduktion zwischen dem langjährigen Mittel 2000–2020 und 2050.

Der Hochlauf der alternativen Routen für die Zement-Produktion (Abbildung 30 für Pfad B) beginnt 2025. Wie in Pfad A machen auch in Pfad B die klinkerarmen Zemente mit Hüttensand (Modell-CEM II/C-S-LL und Modell-CEM VI-S-LL) einen überwiegenden Anteil am Gesamtportfolio im Zeitraum von 2030 bis 2035 aus. Aufgrund der sinkenden Verfügbarkeit von Hüttensand werden diese jedoch mit klinkerarmen Zementsorten mit kalzinierten Puzzolanen (Modell-CEM II/C-Q-LL und Modell-CEM VI-Q-LL) ersetzt. Neue Bindemittelsysteme (auf der Basis Calciumhydrosilicate und Calcium-Silicat-Hydrate; Celitement und Solidia) kommen erst ab 2030 ins Spiel; es wird auch in Pfad B nur eine langsame Entwicklung unterstellt. Die Sorten teilen sich dabei wie folgt auf: Die konventionellen Zementarten haben 2025 einen Anteil von 95 Prozent an der Gesamtproduktion, 2030 nur mehr etwa 78 Prozent. Auch hier ist zu beachten, dass nur diese Zemente für bestimmte Expositionsklassen, wie Tief- und Hochbau, zulässig sind. Dadurch werden sie voraussichtlich auch 2050 noch hergestellt; es wird ein Anteil von 35 Prozent angenommen. Die hüttensandhaltigen CEM II/C-Zemente erreichen 2035 deren höchsten Anteil von ca. 28 Prozent und weisen später aufgrund der fehlenden Hüttensandmenge aus der Stahlindustrie eine

rückläufige Tendenz auf. 2050 wird angenommen, dass diese Zemente nur ca. 7 Prozent der Gesamtproduktion ausmachen. An puzzolanhaltigen CEM VI-Zementen führt im Folgenden kaum ein Weg vorbei, sie dominieren ab 2035, erreichen deren Höchstwert im Jahr 2050 und belaufen sich nach der modellierten Entwicklung auf einen Anteil von ca. 48 Prozent. In Pfad B wird unterstellt, dass neue Bindemittelsysteme im Jahr 2050 einen Anteil von maximal 10 Prozent aufweisen.

Abbildung 30: Produktionsmenge Zement – Pfad B

1990 bis 2050, nach Zementsorten, in Mt



Quelle: Eigene Darstellung

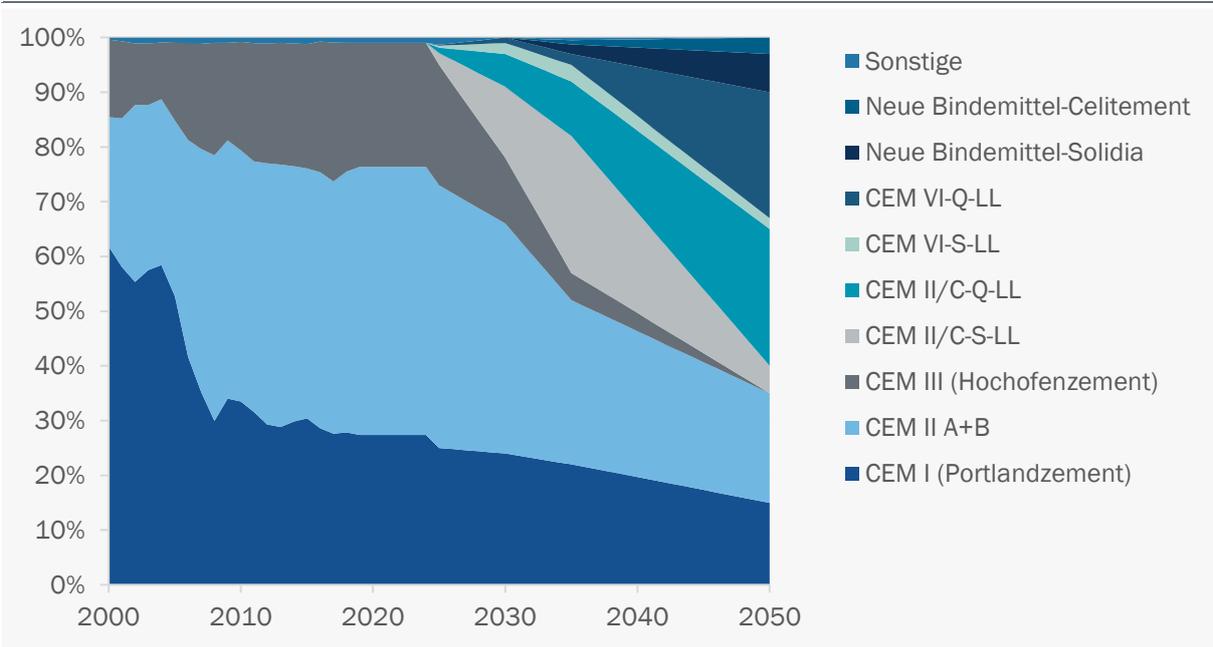
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Wie in Pfad A entwickelt sich parallel zu den Zementarten die Oxyfuel-CCS-Technologie ab dem Jahr 2025 mit einem langsamen Hochlauf bis 2030. Zu diesem Zeitpunkt verfügen ca. 18 Prozent der gesamten Zementproduktion über eine Oxyfuel-CCS-Anlage. Anschließend passiert der Hochlauf schneller und 2045 wird in Pfad B unterstellt, dass 90 Prozent der Zementproduktion auf CCS-Technologien umgestellt haben – und damit noch weit mehr als in Pfad A. Dies geht mit einer etablierten CO₂-Infrastruktur einher.

Die Entwicklung des Rohstoffeinsatzes für die Zement-Produktion in Pfad B ist in Abbildung 32 dargestellt; die weiteren Komponenten, wie Flugasche und natürliche Puzzolane, werden entsprechend deren geringer Anteile nicht angeführt. Wie in Pfad A ist bis 2030 eine leichte Erhöhung der Zementproduktion und damit auch des Rohstoffbedarfs zu erkennen. Aufgrund der angenommenen Materialeffizienz sinkt die Zementproduktion und damit der Rohstoffeinsatz ab 2030 leicht, aber weniger als in Pfad A. Ab 2030 nehmen der Einsatz von Klinker und Hüttensand stetig ab, da mehr klinkerarme Zemente mit kalzinierten Tonen (Q) verwendet werden. Die verminderte Klinkermenge wird auch hier z. T. durch Kalkstein kompensiert.

Abbildung 31: Produktionsanteile nach Zementarten – Pfad B

2020 bis 2050, Pfad B

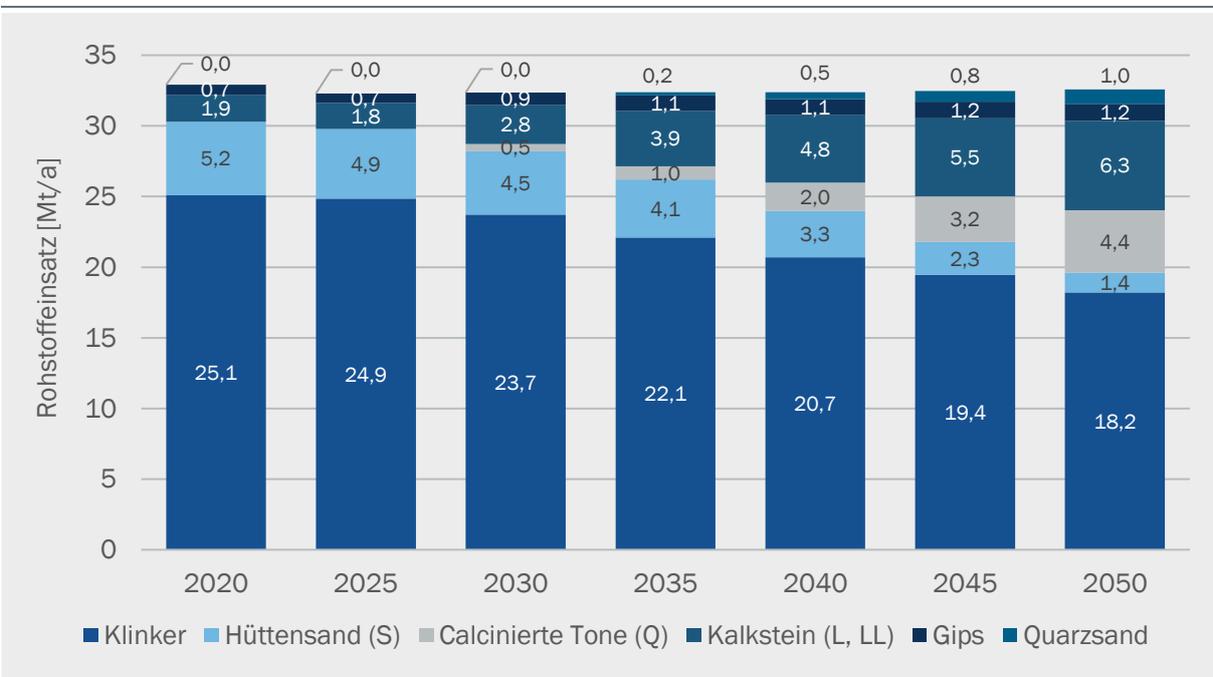


Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 32: Rohstoffeinsatz für die Zementherstellung – Pfad B

2020 bis 2050, in Mio. t/a



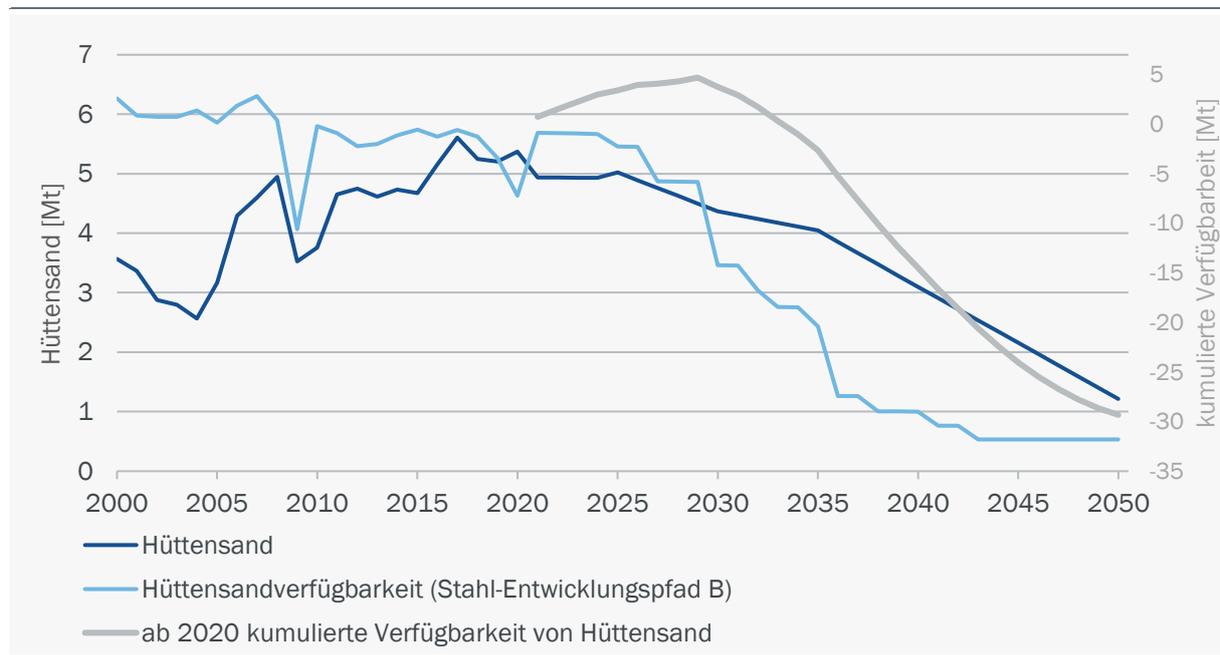
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die wichtigste Restriktion bei der Entwicklung von Pfad B ist die Verfügbarkeit von Hüttensand. Auch für Pfad B wird die verfügbare Menge aus dem entsprechenden Stahl-Entwicklungspfad B übernommen und der angenommene Einsatz daran ausgerichtet. Abbildung 33 stellt wiederum die entsprechende Verfügbarkeit und den Einsatz gegenüber. Aufgrund der unterstellten starken Abnahme der Verfügbarkeit besteht ab 2030 eine Lücke, die immer größer wird und sich infolge nur durch Importe schließen lassen könnte. Zwischen 2030 und 2045 fehlen durchschnittlich ca. 1,8 Mt Hüttensand pro Jahr für die Zementherstellung. Ab 2040 reduziert sich die Differenz zwischen Verfügbarkeit und Bedarf, bleibt aber bestehen⁵⁰.

Abbildung 33: Hüttensandbedarf und dessen Verfügbarkeit – Pfad B

2000 bis 2050, in Mio. t/a



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

V. a. aufgrund der unterschiedlichen Annahmen bzgl. Materialeffizienz, unterscheiden sich die Entwicklungen der Zementproduktion (auch hinsichtlich der produzierten Menge) in den beiden Pfaden. Pfad A zeichnet sich durch eine geringere internationale Zusammenarbeit aus, sodass eine höhere Materialeffizienz in den Bauweisen naheliegender erscheint. In beiden Entwicklungspfaden wurde angenommen, dass 2025 der Hochlauf der alternativen Routen zur Zementproduktion mit klinkerarmen Zementen mit 4 Prozent Ersatz der konventionellen Herstellung beginnt. Da die Herstellung der klinkerarmen Zemente nur überschaubarer Umstellungen der Produktionsanlagen (für die Kalzinierung der natürlichen Puzzolane in den Öfen) bedarf, ist es möglich, die meisten herkömmlichen Zementarten, die für erhebliche THG-Emissionen verantwortlich sind, dadurch zu ersetzen. Es gibt zwei Einschränkungen: (1) die Verfügbarkeit von Hüttensand und (2) der Mindestanteil an konventionellen Zementen, der im Betonbau verbleiben sollte. Auf diese Restriktionen wird in beiden Pfaden ähnlich, aber nicht gleich, reagiert. In Pfad A kommt ein

⁵⁰ Die Notwendigkeit von Hüttensand-Importen würde abgemildert, wenn es gelänge, SAF- und sogar EAF-Schlacken als Hüttensand-ähnlichem Klinkersubstitut nutzbar zu machen (vgl. Abschnitt 3.1.3, SAF).

minimal größerer Anteil von klinkerarmen Zementen (43 %) im Vergleich zu Pfad B (40 %) zum Einsatz. Die verstärkte Verwendung von neuen Bindemittelsystemen, bei denen Solidia und Celitement wichtige Vertreter sein könnten, wird ab 2030 unterstellt und erreicht im Modell 2050 deren maximale Ausprägungen (10–13 %). Im Jahr 2050 beläuft sich der Klinkerfaktor in Pfad A auf 52 Prozent – im Vergleich zu 73 Prozent im Jahr 2030. In Pfad B liegt der Klinkerfaktor 2050 bei 55 Prozent.

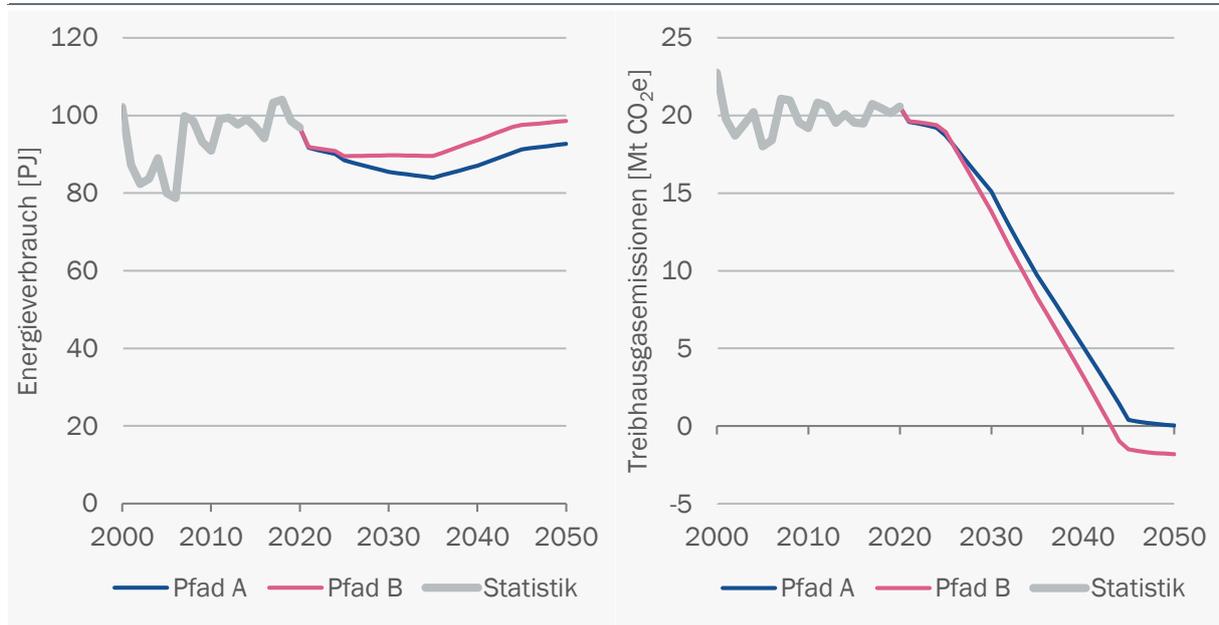
Ein markanter Unterschied der beiden Pfade betrifft die Entwicklung von CCS-Infrastrukturen. Um die langsamere Entwicklung von klinkerarmen Zementen und die geringere Materialeffizienz in Pfad B zu kompensieren, wird eine stärkere CCS-Entwicklung angenommen. 2045 verfügen damit 90 Prozent der Zementproduktion in Pfad B im Vergleich zu 75 Prozent in Pfad A über Oxyfuel-CCS-Technologien. Durch ein Mehr an europäischer Zusammenarbeit hat Deutschland im Vergleich zu Pfad A bspw. einen besseren Zugang zu Speicherkapazitäten in Nordeuropa. Der abgeschiedene CO₂ könnte in begrenztem Umfang bei der HVC-Herstellung als Einsatzstoff – das sogenannte Carbon Capture and Usage (CCU) – genutzt werden (siehe 4.3.4 Entwicklungspfad A und Entwicklungspfad B). Die Synthesegasherstellung benötigt eine CO₂-Quelle, ein Drittel davon wird aus internen Prozessen abgedeckt. Die extern benötigte Menge an CO₂ für die HVC-Pfade liegt zwischen 6 und 12 Mt/a und die verfügbare Menge an abgeschiedenem CO₂ bei 12–15 Mt/a. Die Zementindustrie *könnte* den inländischen CO₂-Bedarf abdecken.

Der prognostizierte Energiebedarf der Zementproduktion divergiert für die beiden Entwicklungspfade nur wenig (Abbildung 34, links). In Pfad A ergibt sich durch den sinkenden Anteil an konventionellen Zementen ein reduzierter Bedarf an Brennstoffen. Daher geht der Energiebedarf bis 2035 auf 85 PJ/a zurück. Ab 2035 kommen die klinkerarmen Zemente mit kalzinierten Tonen in größeren Mengen zum Einsatz, wodurch sich (v. a. durch die Kalzinierung) ein erhöhter Energiebedarf ergibt. Durch den Einsatz von CCS nimmt ebenfalls der Stromverbrauch zu. Ab 2045 stabilisiert sich der Energieverbrauch jedoch bei knapp über 90 PJ/a. Der Energieverbrauch in Pfad B zwischen den Jahren 2025 und 2035 bleibt recht stabil zwischen 90 und 100 PJ/a, weil der steigende Stromverbrauch der CCS-Technologien durch den sinkenden Brennstoffverbrauch wegen klinkerarmer Zemente kompensiert wird. Ähnlich wie bzw. parallel zu Pfad A steigt der Energiebedarf jedoch ab 2035 an und erreicht 2045 etwa das Niveau von 100 PJ/a, ähnlich wie im Jahr 2020. Die Energieträgerstruktur bleibt in beiden Pfaden gleich (Abbildung 35).

Die THG-Emissionen der Zement-Produktion (Abbildung 34, rechts) entwickeln sich in beiden Pfaden ähnlich. Um 2030 weisen die beiden Pfade ähnliche Emissionen von etwa 15 Mt CO₂e auf. Die Entwicklung der CCS-Technologien spielt jedoch eine wesentliche Rolle bei der Entwicklung der THG-Emissionen ab 2035. Aufgrund des schnelleren Hochlaufs wird in Pfad B bereits 2043 Netto-Null erreicht. Im weiteren Verlauf dient die Zementherstellung als CO₂-Senke mit einer Senkenwirkung von über 2 Mt CO₂e/a. Pfad A erreicht erst im Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen. Neben CCS sind zwei weitere Entwicklungen für die Reduktion der Emissionen verantwortlich: die Reduktion des Klinkeranteils und der Einsatz alternativer Brennstoffe. Die Reduktion des Klinkeranteils erfolgt, wie bereits erwähnt, durch den Einsatz von klinkerarmen Zementen und in geringem Maße von neuen Bindemittelsystemen. Die Prozessemissionen, die bei der Herstellung von Klinker anfallen, können damit reduziert werden. Der Einsatz von alternativen Brennstoffen, besonders biogener Brennstoffe, ermöglicht darüber hinaus CO₂-Neutralität bzw. sogar eine mögliche Senkenwirkung. Zusammen mit CCS-Technologien ist deren Einsatz besonders vorteilhaft, da die entsprechenden Emissionen durch CCS langfristig gespeichert werden und damit eben sogar CO₂-negativ sein können.

Abbildung 34: Energieverbrauch und THG-Emissionen Zement

2000–2050, links: Energieverbrauch in PJ, rechts: Treibhausgasemissionen in Mt CO₂e

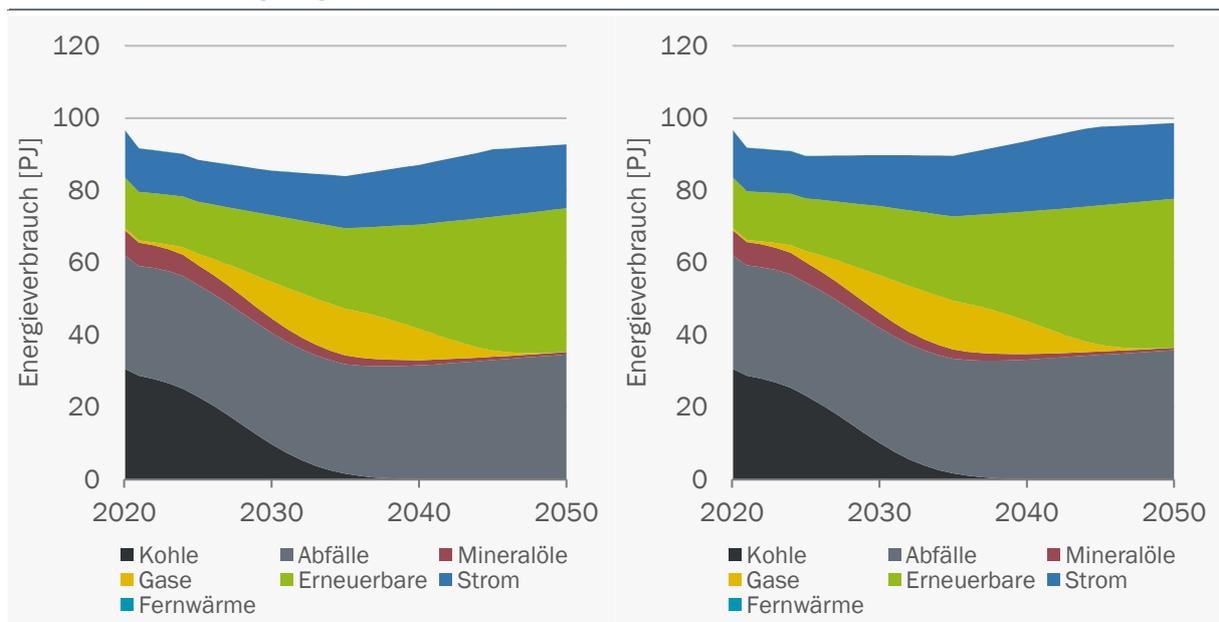


Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 35: Energieverbrauch Zement

2020–2050, nach Energieträgern, links: Pfad A, rechts Pfad B



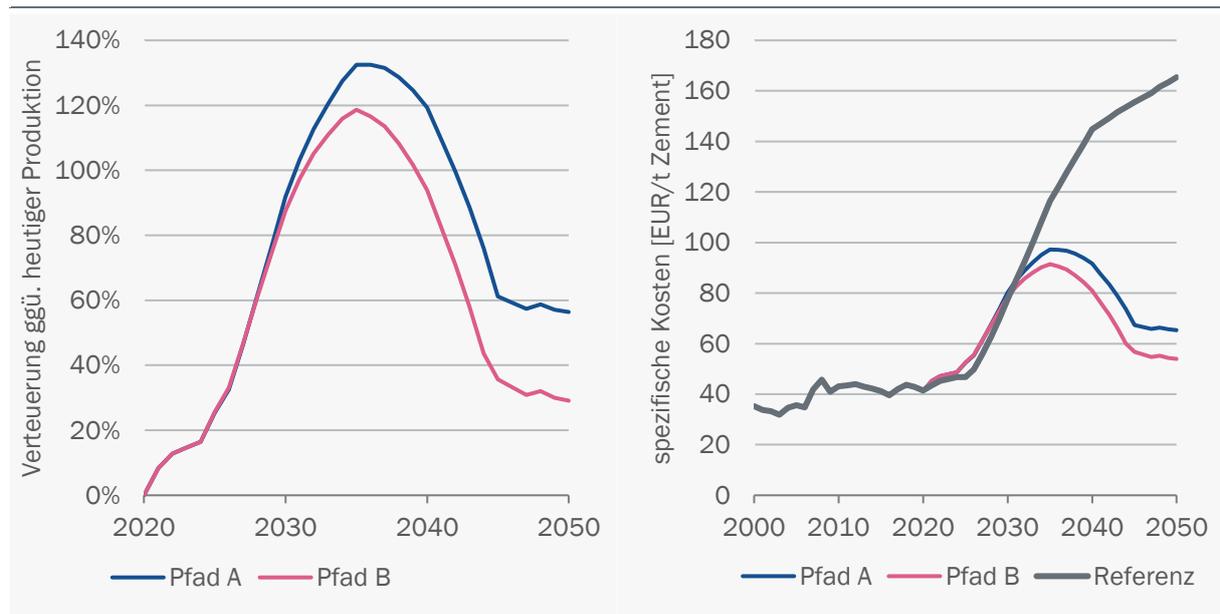
Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit der Zementherstellung ergibt sich ein interessantes Bild in beiden Entwicklungspfaden. Pfad A produziert am Ende des Betrachtungszeitraumes Zement zu spezifischen Kosten von 65 Euro je Tonne, und damit 56 % teurer als heute (~42 EUR/t Zement in den letzten Jahren 2015 bis 2019). Pfad B, im Vergleich, produziert Zement zu spezifischen Kosten von 54 Euro je Tonne, und damit 29 % teurer als heute (Abbildung 36). Durch die starke Entwicklung der Oxyfuel-CCS-Technologie ab dem Jahr 2030 gehen die Preispfade auseinander. Der wichtigste Treiber für den Kostenanstieg ist im Wesentlichen die CO₂-Bepreisung und die damit verbundenen Kosten, die aufgrund der unvermeidbaren Prozessemissionen stetig zunehmen. Diese werden ab dem Jahr 2035 durch die steigende CO₂-Abscheidung und damit eingesparte CO₂-Kosten (durch CO₂-Zertifikate) kompensiert. Der Preis-Unterschied zwischen den beiden Pfaden stammt durch die unterschiedlich unterstellte Entwicklung der Oxyfuel-CCS-Technologie (Pfad B schneller und intensiver als Pfad A). Die Parität mit dem Referenzpfad (rechts, Abbildung 36) existiert bis zum Jahr 2030, danach sind beide Pfade günstiger als der Referenzpfad. Festzuhalten ist, dass die Kostenstrukturen von der Entwicklung der Energie- und insbesondere der CO₂-Bepreisung beeinflusst werden. Aufgrund der Unsicherheiten bei der Kostenberechnung (vgl. dazu die Anmerkungen zu Energieträgerpreisen in Abschnitt 4.1.3) lässt sich keine klare Präferenz für einen Technologiepfad ableiten.

Abbildung 36: Kostenstrukturen Zement

2000/2020–2050, links: spez. Verteuerung ggü. heutiger Prod. in Prozent, rechts: spez. Kosten in EUR/t Zement



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

4.3.4 High Value Chemicals

Der Hochlauf der alternativen Routen für die HVC-Produktion beginnt 2025. Es wird unterstellt, dass in Deutschland die HVC-Produktion in Steamcrackern (in beiden Pfaden) auch weiterhin langfristig überwiegt. Diese Annahme wurde aufgrund der voraussichtlich größtenteils (höheren) Preise plus (höherem) Aufwand für die MtHVC-Routen ggü. E-Cracking getroffen. Wie bereits erwähnt, müssen für elektrisch beheizte Steamcracker ggf. lediglich Heizelemente/Öfen ersetzt und nicht wie im Fall von MtHVC ganze Anlagen plus entsprechende Infrastruktur neu gebaut werden.

Zudem wird Steamcracking in beiden Pfaden als (auch langfristig) vorwiegendes Produktionsverfahren für HVC in Deutschland angenommen, weil es eine (v. a. eben in Deutschland) sehr etablierte Technologie darstellt, die eng in weitere Wertschöpfungsketten eingebunden ist – zwar energieintensiv, aber voraussichtlich gut elektrifizierbar sowie auf verschiedene Feedstocks flexibilisierbar (siehe Kapitel 3.3.3). Der große Aufwand für den Bau sowie die lange Lebensdauer der Anlagen sprechen ebenso für ein Umrüsten und Fortführen bestehender Produktionskapazitäten. In beiden Entwicklungspfaden wird unterstellt, dass noch bis 2050 (und darüber hinaus) fossiles Naphtha am Weltmarkt zur Verfügung stehen wird, wodurch sich die entsprechende Bezugsmenge bis dahin nicht auf null reduzieren muss. Durch die antizipierte und notwendige Transformation der Raffinerien (v. a. durch die Verkehrswende) wird das Angebot und der entsprechende Bezug jedoch eingeschränkt. Auch hinsichtlich Nachhaltigkeit und Emissionen (betrifft vorwiegend andere Sektoren/Branchen) ist eine langfristige und weitere Vermeidung dieses fossilen Bedarfs angezeigt.

Der Start des Markthochlaufs für elektrisch beheizte Steamcracker wurde auf Basis der derzeitigen Entwicklungen (siehe Kapitel 3.3.3) für 2028 angenommen. Der Hochlaufpfad folgt einer schrittweisen Umstellung der 13 deutschen Cracker (entspricht etwa der Kapazität von einem Cracker pro Jahr)⁵¹ bis 2040. Es ist davon auszugehen, dass Standorte von Unternehmen wie BASF, Dow und Shell, die heute bereits mit Demonstrationsanlagen arbeiten, tendenziell zuerst E-Cracking umsetzen werden. Ein konstanter Restbestand an konventionellen Cracking-Kapazitäten (7,7 bzw. 15 Prozent der jeweiligen Gesamtkapazitäten in Crackern; entspricht in etwa einem kleinen (Pfad A) bis großen Steamcracker (Pfad B)) wurde für die Zeit nach 2040 angenommen. Die entsprechenden Umstellungsszenarien sind den beiden Entwicklungspfaden hinterlegt.

Bzgl. MtHVC wird mit wenigen Anlagen ein langsamer Hochlaufpfad bis 2030 (3 % der HVC-Produktion in Pfad A, 5 % in Pfad B) angenommen. Basis dafür ist die technologische Reife und der derzeitige Umsetzungsstand von MtO (v. a. in China, siehe Kapitel 3.3.3). Anschließend wird von einem schnelleren Ausbau der Kapazitäten ausgegangen, wonach 2040 10 Prozent (Pfad A) bzw. 20 Prozent (Pfad B) der HVC-Produktion über MtHVC gedeckt werden; langfristig laufen 15 Prozent (Pfad A) bzw. ein Drittel (Pfad B) der inländischen HVC-Produktion über Methanol. Insgesamt wird angenommen, dass die MtHVC-Kapazitäten hinter jenen der E-Cracker zurückbleiben, weil die entsprechenden spezifischen Kosten auch langfristig als höher angesehen werden, v. a. auch wegen der Kosten für Methanol und für Investitionen zum Bau entsprechender Neuanlagen ggü. einer Umrüstung bestehender Steamcracker auf elektrische Beheizung. Das Potenzial für MtHVC wird in Pfad B aufgrund der ausgeprägteren Importmöglichkeiten höher eingeschätzt.

Für die alternative Feedstockproduktion werden die in Deutschland für chemisches Recycling verfügbaren Altplastik-Mengen anhand (DECHEMA und FutureCamp 2019) abgeschätzt. Diese stimmen (am aktuellen Rand) grob mit den Daten zur Abfallverwendung in (conversio 2022) überein (vgl. Abschnitt zu chemischem Recycling in Kapitel 3.3.3), wonach von 5,7 Mt gesammelten Kunststoffabfällen 2021 über die Hälfte in Deutschland energetisch verwertet wurde. Gemäß (DECHEMA und FutureCamp 2019) wären (in etwa dieser Menge entsprechend) derzeit bereits über 3,5 Mt/a Kunststoffabfälle für chemisches Recycling verfügbar (nach mechanischem Recycling); diese Menge soll bis 2040 auf über 4 Mt/a ansteigen. Die nutzbare Menge wird für die nahe Zukunft mit nur knapp 20 Prozent (entspricht ~0,7 Mt) dieser verfügbaren Kunststoffabfälle ausgewiesen, wobei dieser Anteil bis 2050 auf knapp 60 Prozent anwächst (entspricht fast 2,5 Mt). Die entsprechenden Größen sind demnach nicht als scharfe Grenzen zu verstehen, wurden aber grob mit den in den Entwicklungspfaden angesetzten Mengen an Kunststoffabfällen, die für das

⁵¹ Durch Umstellung auf andere Technologien (MtHVC) in den Szenarien gehen die HVC-Kapazitäten durch Steamcracking insgesamt (unterschiedlich stark) zurück.

mechanische Recycling eingesetzt werden, abgeglichen. In beiden Pfaden werden diese Mengen aufgrund der Wirtschaftlichkeit dieser Routen ausgereizt, in Pfad A aufgrund reduzierter Importmöglichkeiten anderer Feedstocks noch etwas mehr (2050 ca. 3 Mt/a) als in Pfad B (2050 rund 2 Mt/a). Basis für die angenommenen Kosten von Altplastik sind die Angaben in (DECHEMA und FutureCamp 2019). Zudem wird unterstellt, dass sortiertes Altplastik doppelt so teuer ist wie unsortiertes; die Kosten werden demnach (konstant) mit 400 Euro pro Tonne angenommen.

Auch die Nutzung von Biomasse ist in die Entwicklungspfade einbezogen. Die deutschen Gesamtpotenziale werden (konstant) mit 900 PJ/a angenommen (UBA 2019), was in etwa 61 Mt/a entspricht. Es wird unterstellt, dass langfristig in etwa 5 bis 10 Prozent dieser Potenziale für die HVC-Produktion verfügbar sind; der Großteil davon wird für die alternative Feedstockproduktion (v. a. für die Syngasproduktion über Vergasung) aufgewendet, wenige Prozent zur Beheizung der verbleibenden konventionellen Cracker. Aus denselben Gründen wie bei Altplastik wird die Nutzung der deutschen Biomassepotenziale ebenso in Pfad A (langfristig ca. 7 Mt/a) stärker als in Pfad B (langfristig ca. 3 Mt/a) angenommen. Die entsprechenden Kosten wurden gemäß Abbildung 16 angesetzt.

Wegen großer Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der regionalen, aber auch internationalen Produktion und dem entsprechenden Transport wichtiger Ausgangsstoffe für die HVC-Produktion (v. a. CO₂, H₂, Methanol, Naphtha) wird neben den explizit berücksichtigten Prozessen an einigen Stellen ein pauschaler *externer Bezug* (mit einem jeweiligen Preis) unterstellt, der die exakte Quelle dieses Bezugs nicht näher benennt. Damit sind Bezugsquellen gemeint, deren Prozesse nicht explizit in den Welten der Entwicklungspfade abgebildet sind und deshalb nicht (direkt) der HVC-Branche zugeordnet werden – also sowohl regional, inländisch als auch international.⁵² An einigen Stellen werden jedoch mögliche Beispiele für die entsprechenden Bezüge genannt. Dies lässt eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der exakten Ausgestaltung der definierten Pfade zu, ermöglicht aber zudem das Abbilden einer Grundstruktur der zukünftigen HVC-Produktion trotz Unsicherheiten. Folgende Beispiele sollen dieses Vorgehen skizzieren: CO₂ und H₂ als Rohstoffe für die HVC-Produktion könnten zukünftig über (nationale aber auch internationale) Transportnetze verfügbar sein (vgl. Abbildung 17 und Abbildung 18), trotzdem ist auch eine lokale Produktion sowie ein regionaler Bezug aus der Umgebung (z. B. über CC am nächsten Zementwerk oder der Müllverbrennungsanlage bzw. über Elektrolysekapazitäten in der Umgebung) denkbar und ggf. preiswerter. Indem den Stoffen Preise zugeschrieben werden (in diesen Fällen gemäß Abbildung 16), ist beides abgebildet bzw. bleibt die tatsächliche Ausgestaltung trotz großer Unsicherheit (teilweise) offen. Nichtsdestotrotz können erst dadurch relevante Spezifika des Gesamtprozesses der HVC-Produktion, bspw. hinsichtlich Stoffströmen, Rohstoffverfügbarkeiten und Kosten, adressiert werden.

Entwicklungspfad A

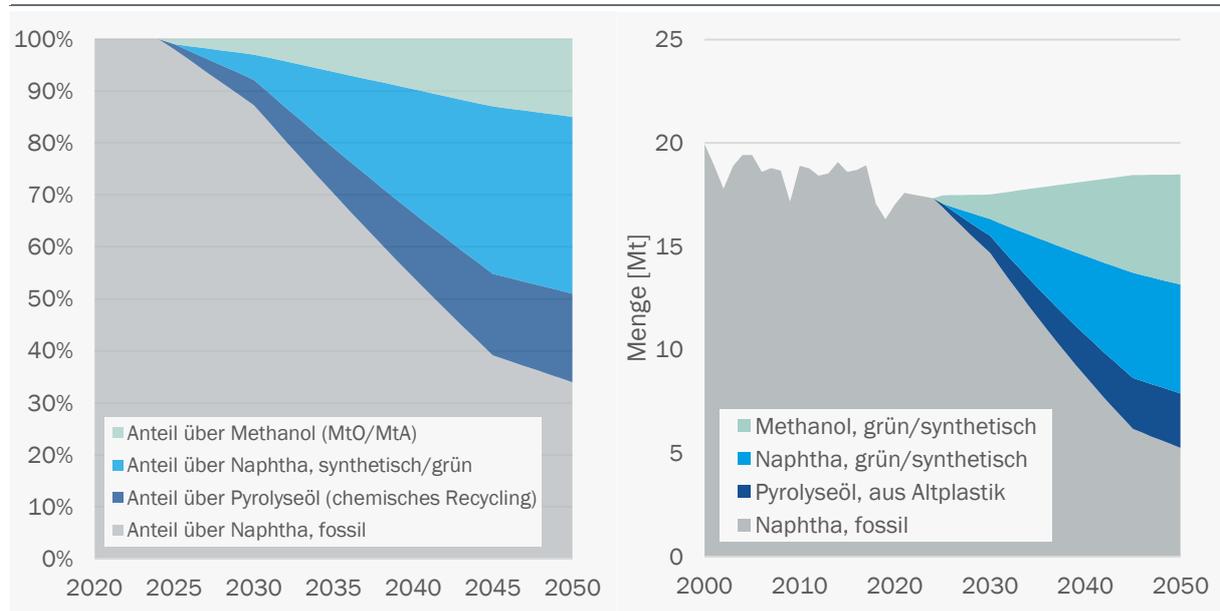
Die Entwicklung des Hauptfeedstocks für die HVC-Produktion in Pfad A ist in Abbildung 37(rechts) dargestellt. Der Verbrauch fossilen Naphthas reduziert sich in Pfad A von derzeit in etwa 17 Mt/a bis 2045 auf rund 6 Mt/a, im Anschluss bis 2050 auf ca. 5 Mt/a. Als Ersatz werden jedoch ambitionierte Hochlaufpfade für die alternativen Hauptfeedstocks grünes/synthetisches Methanol (bis 2045 auf rund 4,5 Mt/a), grünes/synthetisches Naphtha (auf rund 5 Mt/a) und Pyrolyseöl aus chemischem Recycling (auf rund 2,5 Mt/a) angenommen.

⁵² Heute ist dies bspw. für die gesamte Feedstock-Bereitstellung zur HVC-Produktion der Fall, da die Naphtha-Produktion in Raffinerien (Umwandlungssektor) stattfindet – und dies eben, wie beschrieben, auch teils inländisch und teils nicht in Deutschland.

Das wichtigste Zwischenprodukt stellt dabei Synthesegas dar – 2045 mit über 20 Mt/a (ca. 3 Mt Wasserstoff, restliche Masse auf der Kohlenstoffseite).⁵³ Für den nötigen Wasserstoff ist neben Wasser (für Elektrolyse) v. a. Methan für 2045 als Ausgangsstoff mit knapp 2 Mt angesetzt (als Nebenprodukt von E-Cracking in diesen Mengen verfügbar). Bzgl. dem nötigen Kohlenstoff wird bis 2045 v. a. der Ausgangsstoff Biomasse mit knapp 7 Mt/a genutzt. Daneben wird Kohlenstoff extern bezogen (wie beschrieben z. B. über CC aus verschiedenen Quellen). Für das chemische Recycling wird 2045 ein Altplastik-Bedarf von rund 3 Mt/a errechnet.

Abbildung 37: Edukte-Anteile und Feedstock-Mengen für die HVC-Produktion – Pfad A

2020 bis 2050, Pfad A, links: HVC-Produktionsanteile nach den Edukten der Hauptprozesse / rechts: Mengen des Hauptfeedstocks für die HVC-Produktion in Mt



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Entwicklungspfad B

Die HVC-Produktionsanteile nach den Edukten der Hauptprozesse für den angesetzten Hochlauf der alternativen Routen in Pfad B ist in Abbildung 38 (links) dargestellt. Auch hier wird unterstellt, dass die Produktion in Steamcrackern weiterhin langfristig überwiegt – jedoch nicht ganz so ausgeprägt wie in Pfad A (2045 in etwa zwei Drittel). Dabei wird angenommen, dass der (grüne) Feedstock für Cracker am Weltmarkt (auch durch dessen vielfältige Möglichkeiten) etwas günstiger zur Verfügung stehen wird als die benötigten Mengen Methanol (für MtHVC). Dies ist v. a. auch der Materialeffizienz (Mengenverhältnis Feedstock/Produkt) des Steamcrackens gegenüber den MtHVC-Verfahren geschuldet (mindestens Faktor 2). Durch die Möglichkeiten des Imports sind aber auch die MtHVC-Routen deutlich günstiger als in Pfad A (siehe unten). Das nötige Methanol wird demzufolge in Pfad B zu mehr als zwei Dritteln extern bezogen/importiert – v. a. aufgrund der bereits erwähnten Möglichkeiten von Küstenregionen bzgl. EE-Potenzial und Transport (vgl. Kapitel 3.3.3). Hinsichtlich der Edukte für die Cracker wird das chemische Recycling ebenso gemäß der angenommenen Altplastikpotenziale ausgeschöpft, wodurch es 2030 5 Prozent und

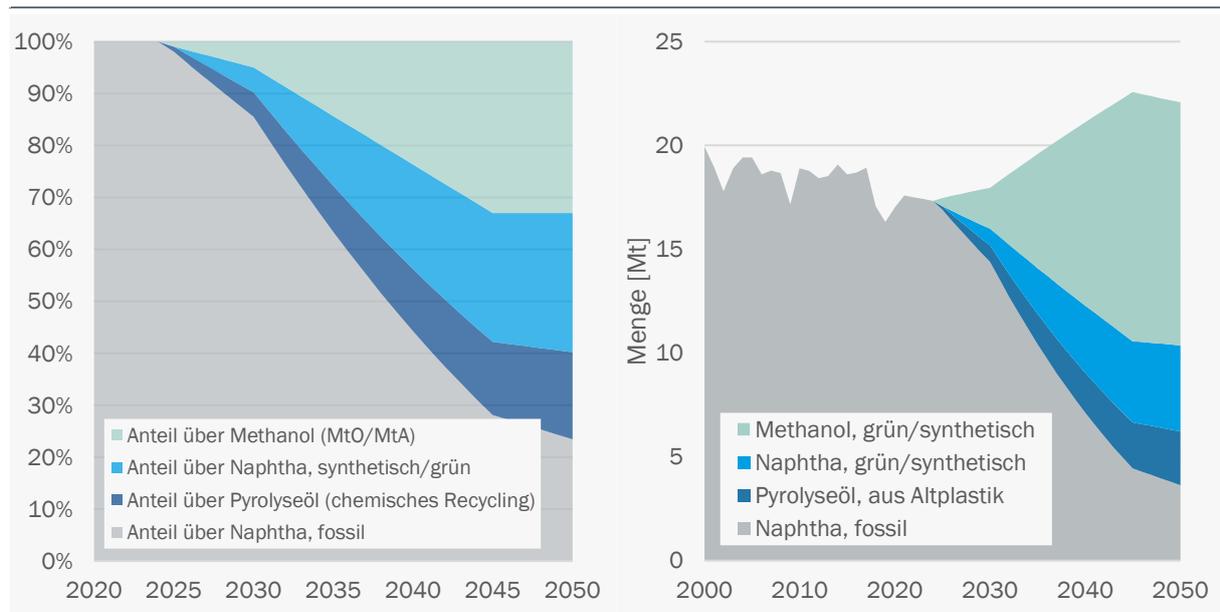
⁵³ Es ist Vorsicht bzgl. der entsprechenden Mengenangaben/Stoffbilanzen beim Synthesegas geboten, da es sich um ein Gemisch handelt, in dem sich über Wassergasshift die Mengenverhältnisse (CO/CO₂/H₂ über H₂O) ändern (lassen).

2050 ein Viertel des Feedstockeinsatzes in Steamcrackern ausmachen kann. Für synthetisches Naphtha wird beim Prozentsatz am Feedstockeinsatz in Crackern der gleiche Hochlaufpfad wie in Pfad A unterstellt (2030 5%, 2045 37%, 2050 40%), wobei der Anteil, der extern bezogen wird, wesentlich höher (mit über zwei Dritteln) angesetzt wird. Auch für die Synthesegasproduktion wird vorwiegend externer Bezug unterstellt: Zwei Drittel des nötigen Wasserstoffs werden extern bezogen bzw. importiert (langfristig ~0,8 Mt/a). Der Rest wird ab 2025 über Elektrolyse in Deutschland bereitgestellt; ein Hochlaufpfad der Methanpyrolysekapazitäten ab 2030 deckt bis 2045 und danach knapp ungefähr ein Viertel des Wasserstoffbedarfs der angenommenen HVC-Produktion. Dies entspricht in etwa den kumulierten Mengen der Methanfraktionen aus E-Cracking, welche ab 2045 ~1,2 Mt/a ausmachen (entspricht ca. 0,3 Mt H₂ über Methanpyrolyse). Der für das Syngas nötige Kohlenstoff wird (wie in Pfad A) zu einem Viertel aus Biomassevergasung bereitgestellt, für den Rest (2045 in Pfad B ~6,5 Mt/a) wird externer Bezug unterstellt – wie beschrieben bspw. durch CC an den Crackern (2045 in Pfad B ca. 0,5 Mt/a), in den Zementwerken (2045 in Pfad B rund 16,5 Mt/a, vgl. Kapitel 4.3.3), an Hochöfen (2045 in Pfad B ca. 2 Mt/a, vgl. Kapitel 4.3.2) etc. Der Bezug dieser Menge ist also durchaus inländisch möglich, wodurch auch Preisvorteile bestehen können; Importe sind aber in diesem Pfad auch an dieser Stelle explizit nicht ausgeschlossen. Damit wird der Anteil der HVC-Produktion, der über fossiles Naphtha gedeckt wird, insgesamt bis 2050 auf 23 Prozent reduziert.

Die Entwicklung des Hauptfeedstocks für die HVC-Produktion in Pfad B ist in Abbildung 38 (rechts) dargestellt. Der Verbrauch fossilen Naphthas wird wie erwähnt in Pfad B (durch Importe) verglichen mit Pfad A noch stärker reduziert, von derzeit in etwa 17 Mt/a bis 2045 auf rund 3,5 Mt/a. Als Ersatz kommen bis 2045 die Hauptfeedstocks grünes/synthetisches Methanol (mit rund 12 Mt/a), grünes/synthetisches Naphtha (mit rund 4 Mt/a) und Pyrolyseöl aus chemischem Recycling (mit über 2 Mt/a) ins Spiel.

Abbildung 38: Edukte-Anteile und Feedstock-Mengen für die HVC-Produktion – Pfad B

2020 bis 2050, Pfad B, links: HVC-Produktionsanteile nach den Edukten der Hauptprozesse / rechts: Mengen des Hauptfeedstocks für die HVC-Produktion in Mt



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Durch stärkere Bezugsanteile werden vom wichtigsten Zwischenprodukt Syngas 2045 rund 10 Mt/a produziert (ca. 1,3 Mt/a Wasserstoff, restliche Masse auf der Kohlenstoffseite).⁵⁴ Zur Produktion des nötigen H₂ wird neben Wasser (für Elektrolyse) v. a. von der Nutzung von CH₄ als Nebenprodukt des Steamcracking ausgegangen – 2045 in etwa 1,2 Mt/a. Für den nötigen Kohlenstoff wird bis 2045 v. a. der Ausgangsstoff Biomasse mit gut 3 Mt/a anberaumt; der Rest bedarf externem Bezug (wie beschrieben z. B. über CC aus verschiedenen Quellen). Für das chemische Recycling wird 2045 eine Altplastik-Nutzung von rund 2,5 Mt/a errechnet.

Einordnung und Vergleich der Entwicklungspfade

Steamcracking (inklusive Umstellung auf elektrische Beheizung) bleibt in den Entwicklungspfaden, gemäß der bereits angeführten Gründe, in Deutschland auch langfristig die vorwiegende Methode zur HVC-Produktion. Dabei wird der Feedstock dafür schrittweise auf synthetische/grüne Materialien umgestellt, wodurch fossiles Naphtha in beiden Pfaden mehrheitlich verdrängt wird. Demgemäß wird in Pfad A 2050 nur noch ca. ein Drittel der HVC über fossiles Naphtha hergestellt, in Pfad sogar weniger als ein Viertel. Das chemische Recycling über Altplastikpyrolyse mitsamt Verwertung im Cracker stellt aus heutiger Sicht und in den Berechnungen kurz- sowie langfristig die preiswerteste vorrangig inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion dar. 2050 liegen die entsprechenden Produktionskosten mit den getätigten Annahmen auf einem ähnlichen Niveau wie jene über fossiles Naphtha in Crackern (siehe unten). Dementsprechend wurden die Potenziale in beiden Pfaden ausgeschöpft. Aus jetziger Perspektive wird jedoch keiner der Alternativrouten das Potenzial unterstellt, die gesamte HVC-Produktion für Deutschland allein zu stemmen (z. B. durch Beschränkungen über Biomasse-/Altplastikverfügbarkeit oder Kosten für Ausgangsstoffe wie H₂). Ökonomischer Druck wird voraussichtlich v. a. durch alternative, teils günstigere Produktionsprozesse in anderen Ländern erzeugt werden. Zudem muss an dieser Stelle wiederholt darauf hingewiesen werden, dass die Nutzung der jeweiligen Rohstoff-Potenziale (bspw. sowohl bzgl. Kunststoffabfällen als auch bzgl. Biomasse) in Konkurrenz zu anderen Wertschöpfungsketten steht. Hinsichtlich Emissionen/Klimaschutz ist zu bedenken, dass eine Nutzung in (möglichst langlebigen) Produkten ggü. der Verwendung in Kraftstoffen (z. B. SAF) zu bevorzugen ist (vgl. (Prognos 2021)).

Geografisch werden die aktuellen Standorte der Steamcracker zumindest teilweise auch zukünftig Zentren für die HVC-Produktion darstellen. Die unterstellten allgemeinen Produktionsrückgänge von minus sieben Prozent (2020–2045, siehe Abbildung 14) und die Teilverlagerungen zu MthVC könnten jedoch zu (einigen) Produktionsverlagerungen bzw. auch Neuansiedelungen (speziell in Pfad B durch mehr MthVC) führen. Potenzial für MthVC wird v. a. im Nordwesten Deutschlands verortet (Thonemann et al. 2019). Grund dafür sind das hohe EE-Potenzial (u. a. zur MeOH-Produktion) und die nötige Infrastruktur (hinsichtlich MeOH-Lieferung und HVC-Pipelines⁵⁵). Auch Raffinerie- und Küstenstandorte sind diesbezüglich vorteilhaft (vgl. Kapitel 3.3.3). V. a. in Pfad A wurde die (inländische) Entwicklung vorgelagerter Prozesse zur Rohstoffverarbeitung (zu den Feedstocks, bspw. über Syngas) forciert. Diese können ebenso Ursache für Standortverlagerungen bzw. -diversifizierungen sein. Für eine Übersicht zu CO₂-Quellen (z. B. Zementwerke, MVA etc.) und möglichen Entwicklungen von CO₂- sowie H₂-Netzen siehe Kapitel 4.1.4.

Der prognostizierte **Energiebedarf** der HVC-Produktion divergiert für die beiden Entwicklungspfade stark (Abbildung 39, links). In Pfad A ergibt sich durch den Fokus auf Eigenproduktion langfristig mehr als eine Verdoppelung des Energiebedarfs auf ungefähr 350 PJ/a. In etwa die Hälfte

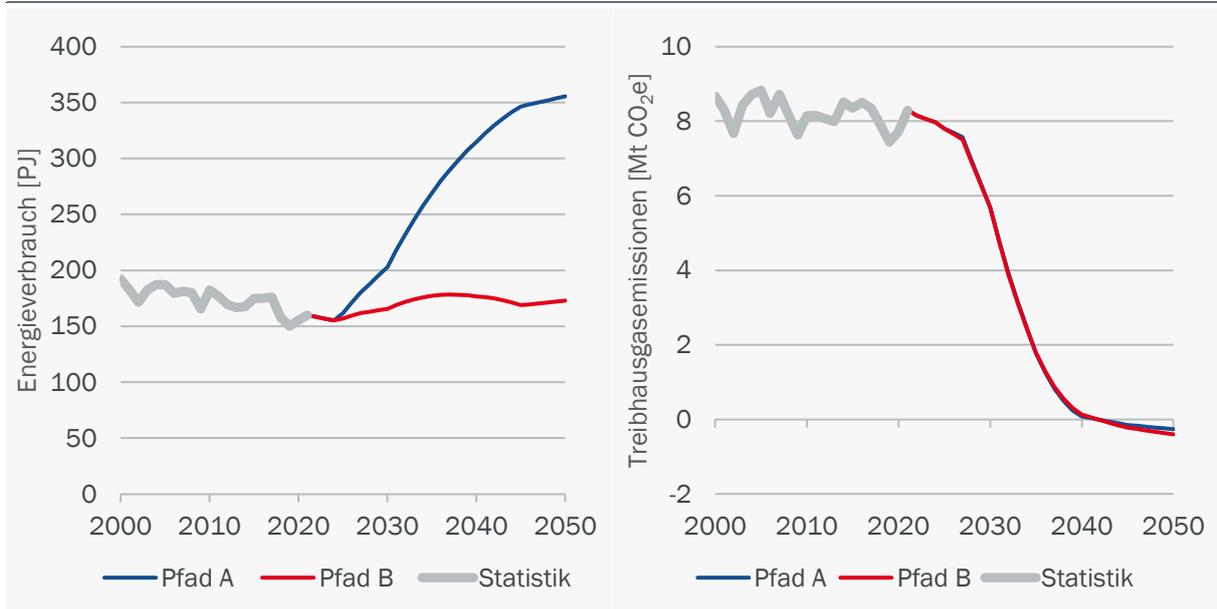
⁵⁴ Es ist Vorsicht bzgl. der entsprechenden Mengenangaben/Stoffbilanzen beim Synthesegas geboten, da es sich um ein Gemisch handelt, in dem sich über Wassergasshift die Mengenverhältnisse (CO/CO₂/H₂ über H₂O) ändern (lassen).

⁵⁵ zu Raffinerien und Steamcrackern sowie deren Anbindung über Rohöl- und HVC-Pipelines siehe (GTAI 2021, S. 11)

der nötigen Energie wird dabei für Wasserelektrolyse aufgewendet (Abbildung 40, links). Der Großteil des Zuwachses erfolgt fast linear im Zeitraum zwischen 2025 und 2040. In Entwicklungspfad B bleibt der Energiebedarf der HVC-Produktion in etwa auf dem Niveau der letzten 10 Jahre. Trotz der leicht rückläufigen Gesamtproduktionsmenge steigt der Energieverbrauch bis 2035 um rund 10 Prozent auf 180 PJ/a an – fällt aber ca. ab 2045 wieder auf etwa 170 PJ/a (v. a. durch die bessere Energieeffizienz der Methanpyrolyse ggü. der Wasserelektrolyse). In Pfad B werden langfristig in etwa 30 PJ/a für die Wasserstofferzeugung aufgewendet. Der langfristige Gesamtenergiebedarf in Pfad B ist vergleichbar mit dem Energiebedarf der Branche zwischen 2012 und 2017, aber mit einem Shift von Erdgas als Hauptenergieträger (in der Vergangenheit) hin zu Strom (in der Zukunft) sowie einer Diversifizierung der Prozesse. Dieser Shift von Brennstoffen zu Strom ist in beiden Pfaden v. a. der Umstellung auf elektrisch beheizte Cracker geschuldet. Langfristig liegt der Strombedarf der E-Cracker (ohne Feedstock-Produktion) insgesamt bei ca. 90 PJ/a in Pfad A und bei knapp 70 PJ/a in Pfad B (Abbildung 40). Ab 2040 bleibt in beiden Pfaden nur ein Restbestand an Brennstoffeinsatz (v. a. für die restlichen konventionellen Cracker-Kapazitäten) von 6–9 PJ/a in Pfad A und 11–14 PJ/a in Pfad B (Abbildung 40). Daneben errechnet sich für die MtHVC-Anlagen (ohne Methanolproduktion) langfristig (ab 2045) ein Strombedarf von ca. 9 PJ/a (Pfad A) bzw. 17 PJ/a (Pfad B).

Der **Energiebedarf der (vorgelagerten) Feedstock-Produktion** ist für die bisherige konventionelle HVC-Produktionsroute (Naphtha-Herstellung) in den statistischen Daten nicht enthalten, da er in anderen Sektoren/Branchen anfällt (Umwandlung/Raffinerien bzw. Mineralölverarbeitung, v. a. zum vorwiegenden Zweck der Treibstoffproduktion). Am aktuellen Rand wären dies in Summe in etwa 100 PJ/a zusätzlich (vgl. Kapitel 3.3.2), wovon gemäß Importanteilen (en2x 2021) in etwa die Hälfte in Deutschland (vorwiegend über fossile Energieträger) gedeckt wird. In den zukünftigen Daten zu den Entwicklungspfaden ist jedoch zumindest ein Teil des Energiebedarfs der Feedstock-Produktion inkludiert (vgl. Abbildung 39 ff.) – nämlich derjenige, der direkt für die HVC-Produktion gemäß den explizit berücksichtigten Prozessen unterstellt wird. Nichtsdestotrotz sind (unterschiedlich große) Teile der Feedstock-Produktion nicht abgebildet. Diese sind jedoch als externer Bezug hinterlegt (siehe oben), wodurch zumindest bzgl. Kosten und Stoffströmen vollständigere Bilder entstehen. In Pfad A betrifft dies etwas weniger als die Hälfte des benötigten H₂, knapp drei Viertel der C-Bereitstellung und jeweils 15 Prozent des genutzten Methanols sowie synthetischen Naphthas; in Pfad B entsprechend jeweils zwei Drittel bis drei Viertel der jeweiligen Bedarfe. V. a. bzgl. der nötigen C- und H₂-Mengen stehen über bestimmte Standorte und Netze (mögliche) inländische Bezugsquellen zur Verfügung, die bereits diskutiert und auch in Kapitel 4.1.4 präsentiert wurden. Für die explizit berücksichtigten Prozesse zur Feedstock-Produktion zeigt sich hinsichtlich Energiebedarf Folgendes: Neben dem bereits erwähnten signifikanten Strombedarf der H₂-Produktion, errechnet sich v. a. auch für das chemische Recycling über Altplastik-Pyrolyse in den Entwicklungspfaden langfristig ein Strombedarf von 30–40 PJ/a (spezifisch 15,8 GJ/t Öl). Im Vergleich zur Herstellung von fossilem Naphtha (aus Rohöl, 5,5 GJ/t Naphtha), für das Pyrolyseöl als direkter Ersatz dient, entspricht dies fast einer Verdreifachung des entsprechenden Energiebedarfs. Die Produktionskosten für Pyrolyseöl gleichen sich gemäß den Annahmen bis 2050 jedoch fast vollständig dem Preis fossilen Naphthas an (siehe unten). Fischer-Tropsch-Prozesse zur Herstellung synthetischen Naphthas sind daneben noch ab 2045 für einen Strombedarf von 13 PJ/a in Pfad A und knapp 5 PJ/a in Pfad B verantwortlich.

Abbildung 39: Energieverbrauch und THG-Emissionen High Value Chemicals
2000–2050, links: Energieverbrauch in PJ, rechts: Treibhausgasemissionen in Mt CO₂e

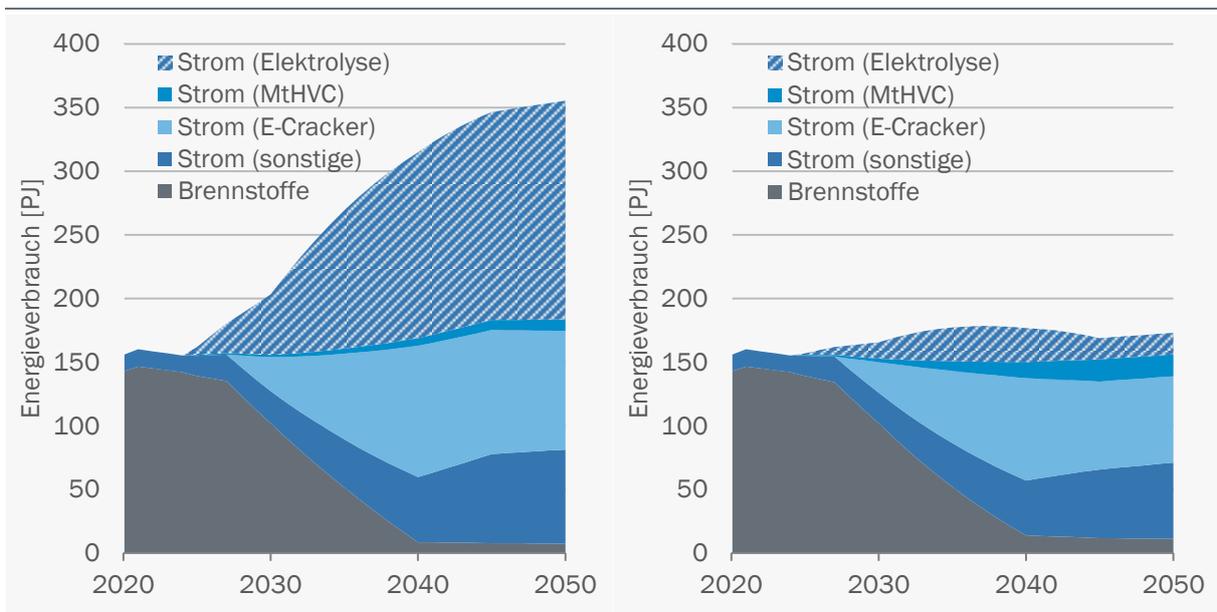


Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Abbildung 40: Energieverbrauch HVC

2020–2050, nach Brennstoffe und Strom, links: Pfad A, rechts Pfad B



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die **THG-Emissionen** der HVC-Produktion (Abbildung 39, rechts) entwickeln sich in beiden Pfaden sehr ähnlich und gehen bis 2042 auf Netto-Null und infolge bis 2050 leicht darunter, wobei 2040 in beiden Pfaden bereits Netto-Emissionen von rund 0,1 Mt CO₂e/a erreicht werden. Dafür ist v. a. die Umstellung der Cracker auf elektrische Beheizung verantwortlich, wodurch zwischen 2028 und 2040 der Großteil der derzeitigen Emissionen vermieden wird. Zudem wird unterstellt, dass in den verbleibenden konventionellen Crackern die Beheizung mit Erdgas ab 2030 bis 2050 linear auf 80 Prozent erneuerbare Energien (i. e. Biomasse) umgestellt wird. Carbon Capture-Kapazitäten (bis zu 0,5 Mt CO₂e/a) an diesen verbleibenden konventionellen Crackern werden auch ab 2031 langsam aufgebaut und gleichen die restlichen Emissionen in beiden Pfaden in etwa in gleichem Ausmaß aus. Die Gesamtemissionen gehen unter null, da CC dann zunehmend auch Emissionen erneuerbarer Energien betrifft (BECCS).

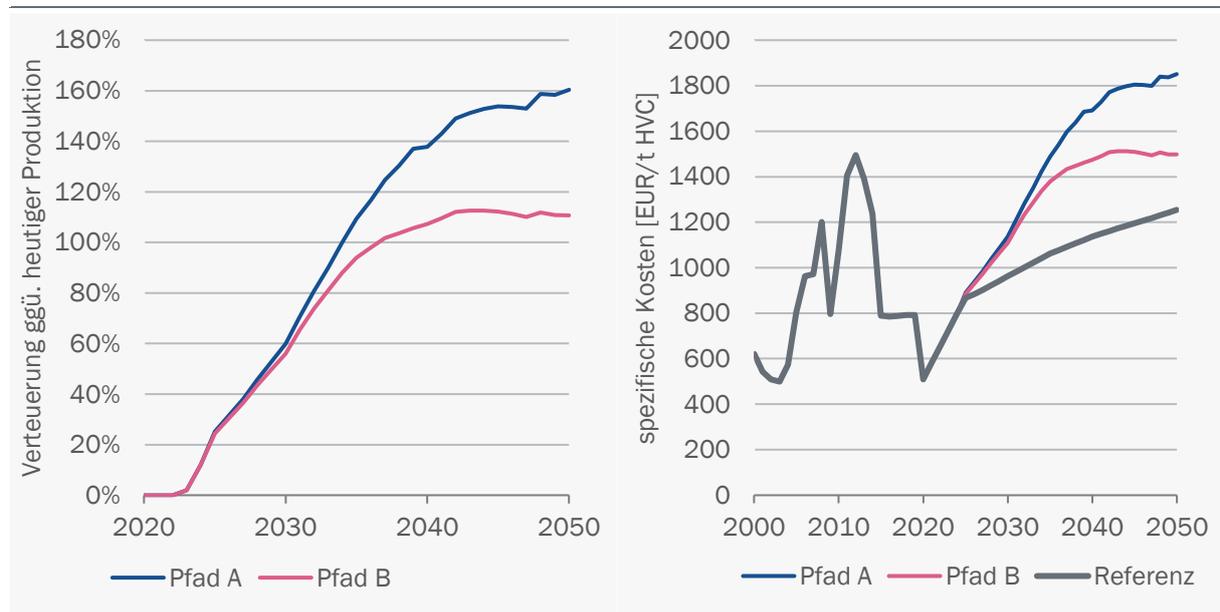
Die Emissionen aus der konventionellen Feedstock-Erzeugung (Naphtha-Produktion) sind nicht in den Daten enthalten, da sie anderen Sektoren bzw. Branchen zugeordnet werden (siehe oben, bzgl. Energiebedarf). Die Diversifizierung und Umstellung auf alternative Feedstocks, die in beiden Entwicklungspfaden unterstellt wird, bietet dabei einerseits das Potenzial, unabhängiger von einzelnen Lieferländern zu werden und andererseits auch die derzeit knapp 11 Mt CO₂e/a an Emissionen, die für die Naphtha-Produktion zur HVC-Herstellung anfallen, zu reduzieren. Heute wird rund die Hälfte des in der HVC-Produktion verwendeten Naphthas in deutschen Raffinerien produziert, wodurch ein erheblicher Teil dieser Emissionen auch in Deutschland anfällt. In den Entwicklungspfaden wird unterstellt, dass neben dem Restbezug fossilen Naphthas ausschließlich grüne/synthetische Feedstocks bzw. Produkte aus der Abfallverwertung verwendet bzw. bezogen werden. In Pfad A wird angenommen, dass 2050 noch ein Drittel der HVC in Deutschland mit fossilem Naphtha hergestellt werden, in Pfad B weniger als ein Viertel. Dies entspricht langfristig einer zusätzlichen Einsparung an Emissionen von 7,6–8,2 Mt CO₂e pro Jahr. Durch die angenommene forcierte Altplastik-Verwertung bliebe zudem zumindest ein Teil des entsprechenden Kohlenstoffs in einem (direkt) in sich geschlossenen Kreislauf.

Die spezifischen **Kosten** der HVC-Produktion in Deutschland (historisch sowie in den Pfaden) sind in Abbildung 41 (rechts) dargestellt – zudem die Verteuerung ggü. der heutigen Produktion (links). Die HVC-Produktion verteuert sich in den Entwicklungspfaden bis 2050 um 150–160 bzw. 110 Prozent (Pfad A/B). Ggü. dem Referenzpfad⁵⁶ sind die Produktionskosten um etwa 50 bzw. 20 Prozent höher. In Abbildung 41 (rechts) ist zu erkennen, dass die spezifischen Kosten der HVC-Produktion jedoch auch in der Vergangenheit bereits stark schwankten. Vorwiegender Grund dafür waren die Preise für fossiles Naphtha (vgl. Abbildung 16). Um 2012 lagen die Kosten bspw. bereits kurz auf einem Niveau von 1.500 EUR/t HVC, also durchaus ähnlich wie zumindest in Entwicklungspfad B langfristig errechnet; in Pfad A wird dieser Wert noch um knapp ein Viertel überschritten. Auch in den Entwicklungspfaden ergeben sich die hohen Preise fast ausschließlich aufgrund der alternativen Feedstock-Produktion. Die errechneten Produktionskosten für einzelne Routen unterscheiden sich aber mitunter stark; sie liegen teils sogar unter jenen des Referenzpfades, deren prognostizierte Produktionskapazitäten sind aber aufgrund von Einschränkungen bzgl. Rohstoffpotenzialen limitiert.

⁵⁶ Produktion der entsprechenden HVC-Mengen über fossiles Naphtha in konventionellen Steamcrackern, aber mit Emissionspreisen gemäß EU-ETS-Preispfad

Abbildung 41: Kostenstrukturen HVC

2000/2020–2050, links: spez. Verteuerung ggü. heutiger Produktion in Prozent, rechts: spez. Kosten in EUR/t HVC



Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Hinsichtlich **Kosten für einzelne Prozessschritte** ergibt sich folgendes Bild: Mit den getätigten Annahmen ist das chemische Recycling über Altplastik-Pyrolyse plus Verwertung des Pyrolyseöls in Steamcrackern die kostengünstigste (vollständig) inländische Alternative zur konventionellen HVC-Produktion über fossiles Naphtha in Steamcrackern. 2050 liegen die Produktionskosten für das entsprechende Pyrolyseöl weniger als einen halben Prozentpunkt über dem prognostizierten Preis für fossiles Naphtha. Auch die Umstellung auf E-Cracking selbst führt gemäß den getätigten Annahmen bereits ab 2035 lediglich zu einer Produktionskostensteigerung von wenigen Prozentpunkten ggü. konventionellen Anlagen. Langfristig nähern sich die Kosten quasi vollständig an, wobei über weitere Aspekte des Prozesses (genauere Prozesssteuerung, Automatisierung, intelligente Nutzung der Nebenprodukte), die in den Berechnungen nicht berücksichtigt wurden, die Produktionskosten sogar unter jene der konventionellen Anlagen fallen können. Routen, die explizit H₂-Bezug bzw. -Eigenerzeugung (aus Elektrolyse) beinhalten, werden im Durchschnitt in etwa als doppelt so teuer prognostiziert wie die übrigen; damit sind sie auch für fast die gesamte Kostensteigerung der HVC-Produktion in den Entwicklungspfaden ggü. dem Referenzpfad verantwortlich. Der H₂-Preis ist demnach ein zentraler Hebel für die Produktionskosten der HVC-Produktion, denn für eine nachhaltige Transformation der HVC-Produktion, v. a. wenn man diese vorwiegend inländisch stemmen möchte (Pfad A), werden große Mengen an H₂ benötigt (vgl. auch (Thone-mann et al. 2019)). Ein Teil des Bedarfs kann zukünftig durch Methanpyrolyse voraussichtlich wesentlich kostengünstiger als über Wasserelektrolyse gedeckt werden. In den Pfaden wurde diese Möglichkeit auf die entsprechenden Mengen der CH₄-Fraktionen aus den E-Crackern beschränkt, da andernfalls lediglich ein Wechsel der fossilen Rohstoffe erfolgt.⁵⁷ Die Potenziale dieser Routen hängen damit jedoch von den E-Cracking-Kapazitäten ab. Die errechneten Produktionskosten bzgl. Wasserstoffnutzung aus Methanpyrolyse der CH₄-Fraktion zur Produktion synthetischen Naphthas mitsamt Verarbeitung in Steamcrackern liegen dabei auf einem ähnlichen Niveau und teils sogar leicht über jenen zur MeOH-Produktion mitsamt MthVC aus demselben H₂. Da die entsprechenden Unternehmen jedoch bereits über Steamcracker verfügen, wird davon

⁵⁷ Die Nutzung von anderem grünem/synthetischem Methan ist unserer Einschätzung nach unwahrscheinlich, da wesentlich teurer.

ausgegangen, dass MthVC dadurch nicht zusätzlich forciert wird. Die Kosten für die Kohlenstoff-Nutzung aus Biomasse werden langfristig als ähnlich bzw. leicht unter jenen eines CO₂-Bezugs, errechnet. Ein mögliches CO₂-Netz wird einen derartigen Bezug noch zusätzlich erleichtern, wodurch auch ein Shift der Biomassenutzung zu anderen Zwecken möglicher scheint. Daneben ist der Bezug der alternativen Hauptfeedstocks (grünes MeOH und synthetisches Naphtha) langfristig kompetitiv; die entsprechenden Produktionskosten (bezogenes grünes MeOH über MthVC und bezogenes synthetisches Naphtha über Steamcracker) liegen nur wenige Prozentpunkte über jenen im Referenzpfad. Dies spricht für vorwiegenden Bezug dieser Ausgangsstoffe, was in Pfad B zu niedrigeren Gesamtkosten führt. Insgesamt sind dadurch auch die Produktionskosten über MthVC in Pfad B deutlich unter jenen in Pfad A. Durch einen vorwiegenden Bezug/Import ergeben sich jedoch andere Problematiken, wie die erwähnten Abhängigkeiten und bspw. weniger (inländische) Arbeitsplätze sowie mögliche Produktionsverlagerungen.

Die beschriebene Art der umfassenden Analyse von Routenoptionen ist nur in einer Logik der systematischen Einzelbetrachtung von Prozessschritten (Einkauf der nötigen Edukte und Verkauf der produzierten Produkte für den jeweiligen Marktpreis in jedem Prozessschritt) möglich. Bei intelligenter Kombination von Prozessschritten (wie dies auch in den Entwicklungspfaden angenommen und diskutiert wurde – z. B. Nutzung von Methanfraktion aus E-Cracking für H₂-Produktion über Methanpyrolyse) können sich jedoch zusätzliche ökonomische Vorteile ergeben, die in den Berechnungen der Produktionskosten (größtenteils) nicht abgedeckt werden konnten. Insgesamt ist jedoch zu bedenken, dass die Preis- und Kostenentwicklungen v. a. bzgl. der ferneren Zukunft mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, was auch Verschiebungen von Kapazitäten zwischen verschiedenen Prozessen nach sich ziehen kann.

4.3.5 Vergleich

Vergleich der Entwicklungspfade untereinander

Ein Vergleich einiger der untersuchten Aspekte der Entwicklungspfade für die drei betrachteten Grundstoffindustrien ist in Tabelle 31 präsentiert und wird im Folgenden diskutiert:

- **Effizienz:** Effizienzmaßnahmen (bzgl. Energie und Material) wurden v. a. in Pfad A forciert, um zumindest teilweise weniger tiefgreifende Maßnahmen in anderen Bereichen (z. B. CCS, Importe) auszugleichen. Insgesamt ist der langfristige **Gesamtenergiebedarf** in Pfad A auf einem ähnlichen Niveau wie heute (~780 PJ/a), in Pfad B nimmt er um rund ein Fünftel ab (auf ~630 PJ/a). Dies ist auf einen massiven Rückgang des Energiebedarfs der Primärstahlproduktion, eine stabile Entwicklung bzgl. Zementklinker und einen Anstieg der HVC-Produktion zurückzuführen.
- **Energieträger:** Während in beiden Pfaden ein hohes Maß an **Elektrifizierung** unterstellt wurde (ca. Verfünf- bzw. knappe Vervielfachung des Anteils von Strom am Gesamtenergiebedarf der Grundstoffindustrien), ist Pfad A zusätzlich von verstärkter Biomassenutzung (stofflich für HVC) geprägt. In beiden Pfaden stellt **Wasserstoff** (v. a. für die Stahl- und HVC-Erzeugung) einen sehr wichtigen Bestandteil der Produktionsprozesse dar – für Stahl als Energieträger geführt, für HVC zur stofflichen Verwendung. Für die Stahlproduktion wird in Pfad B mehr H₂ verwendet (Direktreduktion), für HVC in Pfad A (da weniger alternative Feedstocks per Import zur Verfügung stehen). Insgesamt wird in Pfad A um über ein Drittel mehr Wasserstoff eingesetzt als in Pfad B. Dies ist mit stark erhöhtem Aufwand bzgl. Produktion sowie Infrastruktur verbunden, dient aber v. a. dem Nutzen einer stärkeren Reduktion von Abhängigkeiten im Vergleich zum Status quo (z. B. Importe fossiler Rohstoffe). Die geplante Entwicklung eines H₂-Netzes zwischen entsprechenden Standorten wird in Kapitel 4.1.4 skizziert.

Tabelle 31: Vergleich der Entwicklungspfade

für die drei Grundstoffindustrien anhand wesentlicher Charakteristika; Daten, wo nicht explizit angemerkt, für 2045

Charakteristikum	Entwicklungspfad A	Entwicklungspfad B
Effizienz		
Energieeffizienz	bei Stahl stark forciert, sonst nicht* Stahl: 2020–2045 -36 % insg. Energiebedarf -1 % ggü. heute	bei Stahl forciert, sonst nicht* Stahl: 2020–2045 -32 % insg. Energiebedarf -20 % ggü. heute
Materialeffizienz	forciert Stahl: 2020–2045 -10 % Zement: -7 %*	gering Zement: -5 %*
Energieträger (auch stofflich)		
Elektrifizierung (heute ~11 %)	forciert (ca. Verfünffachung des Anteiles von Strom am Gesamtenergiebedarf; ohne HVC: Verdoppelung) Stahl: 92 PJ/a Zement: 20 PJ/a HVC: 339 PJ/a	forciert (knappe Vervierfachung des Anteiles von Strom am Gesamtenergiebedarf; ohne HVC: Verdoppelung) Stahl: 97 PJ/a Zement: 24 PJ/a HVC: 157 PJ/a
Biomasse (fest, gasförmig)	verstärkt (v. a. auch stofflich für HVC) Zement: 37 PJ/a HVC: 5 PJ/a (+99 PJ/a stofflich)	verstärkt Zement: 39 PJ/a HVC: 7 PJ/a (+ 44 PJ/a stofflich)
Wasserstoff (eng verknüpft mit den emissionsarmen Technologien)	forciert (bei Stahl und HVC) insg.: 3,6 Mt (430 PJ)	forciert (bei Stahl stark, bei HVC minimal, v. a. Bezug) insg.: 2,6 Mt (316 PJ)
Verfahren/Umstellungen		
emissionsarme Produktionsverfahren	im Inland stark forciert Anteil emissionsarme Routen 2045: Stahl: 100 % Zement: 75 % HVC: 96 %	teils auch ausgelagert (v. a. bei HVC) Anteil emissionsarme Routen 2045: Stahl: 99 % Zement: 90 % HVC: 92 %
CCS/CCU	forciert (v. a. bei Zement und Stahl) insg.: 19 Mt/a (~70 % bei Zement)	forciert (v. a. bei Zement) insg.: 19 Mt/a (~85 % bei Zement)
Produktionsverlagerung	keine unterstellt	teils durch Importe von Vorprodukten/Rohstoffen <i>möglich</i> (v. a. bei HVC)
Übergeordnete Aspekte		
Ökonomie	markant höhere Kosten Stahl: 510 €/t (+34 % ggü. heute) Zement: 66 €/t (+57 % ggü. heute) HVC: 1800 €/t (+154 % ggü. heute)	kompetitiv (v. a. durch CCS und Vorprodukt-/Rohstoffimporten) Stahl: 520 €/t (+37 % ggü. heute) Zement: 56 €/t (+33 % ggü. heute) HVC: 1500 €/t (+112 % ggü. heute)
Produktion	tendenziell niedrig	tendenziell hoch (außer HVC)
Ökologie	Transformation später (bis ca. 2045)	Transformation tendenziell früher (bis ca. 2040) und intensiver

*) Durch die Technologiepfade ergibt sich teils auch (indirekt) eine Effizienzsteigerung in bestimmten Bereichen (z. B. mittels E-Crackern), die sich jedoch am Gesamtsystem (durch andere Prozessschritte) nur bedingt/nicht ablesen lässt.

- **Verfahren/Umstellungen:** Bzgl. der angenommenen emissionsarmen Produktionsverfahren wird in beiden Pfaden eine tiefgreifende Transformation der untersuchten Industrien unterstellt, in Pfad B ist diese jedoch verstärkt von transnationaler Kooperation geprägt, sodass v. a. in der HVC-Produktion Teile der Rohstoffe/Zwischenprodukte extern bezogen bzw. importiert werden. Die **Kohlenstoffabscheidung** wird in beiden Pfaden forciert, wobei diese Option in Pfad B v. a. in Zementwerken noch stärker genutzt wird als in Pfad A. Ein hypothetisches CO₂-Pipelinennetzwerk zwischen den Standorten der Abscheidung (v. a. Stahl- sowie Zementwerke) und der Nutzung (Chemie) wird in Kapitel 4.1.4 skizziert.
- **Übergeordnete Aspekte:** Hinsichtlich **Kosten** ist Entwicklungspfad A (weniger Kooperation) von stärkeren Preisanstiegen geprägt als Entwicklungspfad B. Dies hängt auch mit den entsprechenden **Emissionen** bzw. unterschiedlichen Abscheidungsmaßnahmen zusammen. In Pfad B sinken diese nämlich schneller und erreichen für Zement und HVC sogar Netto-Negativität. Auch mit Blick auf die **Produktionsmengen** unterscheiden sich die beiden Entwicklungspfade wie folgt: In Pfad A sind die produzierten Mengen an Stahl, Zement und HVC nämlich tendenziell niedrig, während sie in Pfad B teils sogar ansteigen.

Aus dem Vergleich sowie den Schwerpunkten der Entwicklungspfade ergeben sich einige zentrale **Folgerungen**. Wie auch an sämtlichen Studien zum Gesamtsystem abzulesen, werden hohe Anforderungen an erneuerbare Energien und das (zukünftige) Stromnetz gestellt. Die den Pfaden unterstellte Elektrifizierung ergibt eine Vervierfachung (Pfad B) bzw. eine Verfünffachung (Pfad A) des Strombedarfs für die drei betrachteten Grundstoffindustrien. Massive Größentreiberin ist hier die Feedstock-Bereitstellung zur HVC-Produktion. Dies ist teilweise der Abdeckung von Energiebedarfen, die bislang in anderen Sektoren/Branchen anfallen, geschuldet. Bei ausschließlicher Betrachtung von Stahl und Zement würde sich der Strombedarf lediglich um etwa 50 Prozent erhöhen. Nichtsdestotrotz würde sich der Grad der Elektrifizierung dadurch auch mehr als verdoppeln. Zudem werden zur Bereitstellung der hohen Temperaturen im Prozessbereich (z. B. E-Cracking) nicht nur große zusätzliche Mengen an Strom notwendig, sondern auch hohe Leistungen, was zusätzlichen Anforderungen an die Versorgung bzw. den Netzausbau entspricht.

V. a. in den Bereichen der Stahl- und HVC-Produktion werden zudem große Mengen an Wasserstoff benötigt, die über eine entsprechende Infrastruktur (bspw. H₂-Netz) bereitgestellt werden müssen. In Pfad A greift der größere H₂-Bedarf deutlich später und für andere Zwecke (0,5 Mt/a 2030, 3,6 Mt/a 2045; v. a. für HVC) als in Pfad B (0,9 Mt/a 2030, 2,6 Mt/a 2045; v. a. für Stahl). Daneben sind die CO₂-Abscheidung und -Nutzung in beiden Pfaden zentrale Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Grundstoffindustrien. Ein CO₂-Netz ist dabei eine Option, um Standorte der Abscheidung (v. a. Zementwerke) mit jenen der Nutzung (v. a. Chemie) bzw. dem Transport zur (geologischen) Speicherung zu verbinden. Entsprechende Pläne und Möglichkeiten werden in Kapitel 4.1.4 skizziert. Damit in Verbindung steht auch eine Forcierung des Recyclings, das v. a. für die HVC-Produktion eine zentrale (zukünftige) Grundlage in den Entwicklungspfaden darstellt. Während die Abfallsammlung und -aufbereitung in Deutschland bereits etabliert ist (siehe Kapitel 3.3.3), erscheint für eine breite Umsetzung der (nachhaltigen) Abfallverwertung gemäß der Entwicklungspfade jedoch die Integration der Abfallaufbereitung in die restlichen (zukünftigen) Wertschöpfungsketten zentral.

Hinsichtlich einer **Aufwand-Nutzen-Logik** der Transformationen in den Entwicklungspfaden kann Folgendes festgehalten werden: Der deutsche Energiebedarf für die Grundstoffindustrien wird in einer Welt, in der vermehrt auf internationale Kooperation zurückgegriffen wird (Pfad B, v. a. durch Importe von Vorprodukten zur HVC- aber auch zur Stahlproduktion) deutlich niedriger sein als in einer vorwiegend auf inländische Produktionskapazitäten bauenden. Dementsprechend sind auch die spezifischen Kosten bei höherer Eigenproduktionsquote deutlich höher.

Abhängigkeiten von Rohstoffen und Vorprodukten können durch eine vorwiegend inländische Produktion jedoch größtenteils vermindert werden, wenn man auch in dieser Welt voraussichtlich auf mehr fossile Rohstoffe (z. B. Naphtha) angewiesen sein wird. Generell stellen Kosten und Selbstversorgungsgrad zwei gegenläufige Kenngrößen dar, die je nach Strategie abgewogen werden müssen.

Eine stärkere Nutzung von Carbon Capture in der Zementklinkerproduktion (in Pfad B, verknüpft mit einem leicht höheren Energiebedarf) führt zu deutlich geringeren spezifischen Produktionskosten – speziell durch die Vermeidung der EU-ETS-Zertifikatskosten. Insgesamt wurde Carbon Capture damit, wie auch in sämtlichen bislang erarbeiteten Energiesystemszenarien für Deutschland, als zentrale Säule der Dekarbonisierung insbesondere der Zementherstellung deutlich.

Für jede der drei Grundstoffindustrien gibt es eine kostengünstigste emissionsarme Route, die den alternativen emissionsarmen Routen vorzuziehen wäre. Jedoch begrenzen verschiedene Restriktion, wie z. B. Energieträger- und Rohstoffverfügbarkeit, und Trade-offs, wie z. B. die Geringhaltung der CO₂-Abscheidung oder der Flexibilisierung durch die Nutzung unterschiedlicher Routen, die Umstellung auf nur eine einzige „ideale“ Route – die es in einer komplexen Welt ohnehin kaum geben wird.

Vergleich der zielführenden Technologien zwischen Entwicklungspfaden und externen Studien

An dieser Stelle folgt ein kurzer Technologievergleich zwischen den beiden Entwicklungspfaden und den genannten externen Szenarienarbeiten. Der Fokus liegt auf dem Zieljahr 2045/2050⁵⁸ und den drei untersuchten Grundstoffindustrien. So werden die Unterschiede der technologischen Entwicklung bei vergleichbarer Zielerreichung identifiziert. In einem ersten Schritt werden die Produktionsmengenentwicklungen sowie die Produktionsrouten (bei Eisen/Stahl und HVC) bzw. andere relevante Kenngrößen (Klinkerfaktor und Kohlenstoffabscheidung beim Zement) von beiden Entwicklungspfaden und den externen Studien aufgeführt (Tabelle 32).

Anhand dieses Überblicks der präferierten Technologieoptionen zum Ende des Betrachtungszeitraums in den drei Grundstoffindustrien wird die Ähnlichkeit zwischen Entwicklungspfaden und externen Studien in einem groben Raster veranschaulicht (Tabelle 33).

Das Ergebnis dieses Vergleichs ist je nach Grundstoffindustrie verschieden einzuordnen. Während bei der Zementproduktion aufgrund der limitierteren Technologieoptionen eine mittlere bis hohe Ähnlichkeit zwischen den Entwicklungspfaden und den Vergleichsstudien vorliegt, ist die Ähnlichkeit bei den beiden anderen Grundstoffindustrien eher gering bis mittel. Insbesondere der hohe Anteil von 18 % an verbleibenden Hochöfen (inkl. CCS) in Pfad A der Eisen-/Stahlerzeugung findet sich nicht bei den externen Studien, in welchen sämtliche Hochöfen bis 2045/2050 stillgelegt werden. Der „kooperative“ Pfad B hingegen weist am Ende des Betrachtungszeitraums nur noch eine geringfügige Hochofenkapazität auf, jedoch einen hohen Anteil an direktreduziertem Eisen – vergleichbar mit der dena-Studie. Das Bild bei der HVC-Herstellung ist ähnlich vielschichtig, weil gerade hier die Entscheidungen für die potenziellen zukünftigen Herstellungsrouten aus heutiger Sicht noch weitgehend offen sind. Dementsprechend setzen die BMWK-, die dena- und die Ariadne-Studien in hohem Maße auf die MtO-Route, während beide Entwicklungspfade sowie die Agora- und BDI-Studien überhaupt mehr als zwei Routen ausmachen und damit zumindest eine mittlere Ähnlichkeit untereinander aufweisen.

⁵⁸ Je nach Studie liegen Ergebnisse für 2045 oder 2050 vor, was für den Vergleich jedoch keine wesentliche Einschränkung darstellt.

Tabelle 32: Übersicht über die Technologieoptionen der Vergleichsstudien

im Zieljahr 2045/2050; für Stahl-, Zement- und HVC-Produktion

Studie (Szenario)	Eisen/Stahl	Zement	HVC
Entwicklungspfad A	-13% Stahlproduktion 32% Schrott+EAF 18% BF+BOF+CCS 24% DR+SAF+BOF 25% DRI+EAF (H2)	+9% Zementproduktion Klinkerfaktor 56% CC 13,5 Mt	-7% HVC-Produktion 13% MtO/MtA 32% grünes Naphtha 39% fossiles Naphtha 16% Pyrolyseöl (Recycling)
Entwicklungspfad B	-3% Stahlproduktion 28% Schrott+EAF 1% BF+BOF 5% BF+BOF+CCS 26% DR+SAF+BOF 39% DRI+EAF (H2)	+14% Zementproduktion Klinkerfaktor 59% CC 16,5 Mt	-7% HVC-Produktion 33% MtO/MtA 27% grünes Naphtha 23% fossiles Naphtha 17% Pyrolyseöl (Recycling)
Agora: Klimaneutrales Deutschland 2045 (KNDE2045)	-7% Stahlproduktion 46% Schrott+EAF 54% DRI(+EAF) (H2)	-13% Zementproduktion Klinkerfaktor 66% CC 13 Mt	-42% HVC-Produktion 38% MtO/MtA 28% grünes Naphtha 35% Pyrolyseöl (Recycling)
BMWK: Langfristszenarien (TN-Strom)	11% Stahlproduktion 60% Schrott+EAF 40% DRI(+EAF) (H2)	-6% Zementproduktion Klinkerfaktor 55% CC 7-9 Mt	-21% HVC-Produktion 100% MtO (2045 noch 60%)
dena: Aufbruch Klimaneutralität (KN 100)	-1% Stahlproduktion 35% Schrott+EAF 65% DRI(+EAF) (H2)	-13% Zementproduktion Klinkerfaktor 53% CC 10 Mt	-5% HVC-Produktion 100% MtO/MtA 40% grünes Naphtha
BDI: Klimapfade 2.0 (Zielpfad)	+10% Stahlproduktion 45% Schrott+EAF 55% DRI(+EAF) (H2)	-4% Zementproduktion <i>Klinkerfaktor unbekannt</i> CC 11 Mt	-38% HVC-Produktion 50% MtO/MtA 40% grünes Naphtha 10% Pyrolyseöl (Recycling)
Ariadne: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 (Technologiemix)	-7% Stahlproduktion 50% Schrott+EAF 50% DRI(+EAF) (H2)	-8% Zementproduktion <i>Klinkerfaktor sinkt</i> CC >0 Mt	-5% HVC-Produktion 85% MtO 15% EtO

Produktionsänderungen immer 2015–2045/2050 / ETO = Ethylen to Olefins (hauptsächlich via Ethylenimport)

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten externen Szenarienarbeiten)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 33: Ähnlichkeit der Technologieoptionen mit den Vergleichsstudien

im Zieljahr 2045/2050; für Stahl-, Zement- und HVC-Produktion

Studie (Szenario)	Eisen/Stahl		Zement		HVC	
	Pfad A	Pfad B	Pfad A	Pfad B	Pfad A	Pfad B
Agora: Klimaneutrales Deutschland 2045 (KNDE2045)	rot	gelb	grün	grün	gelb	gelb
BMWK: Langfristszenarien (TN-Strom)	rot	rot	gelb	gelb	weiß	weiß
dena: Aufbruch Klimaneutralität (KN 100)	rot	grün	gelb	gelb	rot	rot
BDI: Klimapfade 2.0 (Zielpfad)	rot	gelb	gelb	gelb	gelb	gelb
Ariadne: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 (Technologiemix)	rot	gelb	weiß	weiß	rot	rot

weiß: nicht bestimmbare, grün: hohe, gelb: mittlere, rot: geringe Ähnlichkeit mit den in dieser Studie getroffenen Technologieoptionen (beim Vergleich unberücksichtigt bleibt die Produktionsmengenentwicklung)

Hinweis Eisen/Stahl: DRI-Kapazitäten werden zusammengelegt und betrachtet

Hinweis HVC: Naphtha-Kapazitäten (Steamcracker) werden zusammengelegt und betrachtet

Quelle: Eigene Darstellung (auf Basis der genannten externen Szenarienarbeiten)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

4.3.6 Gesamtsystem

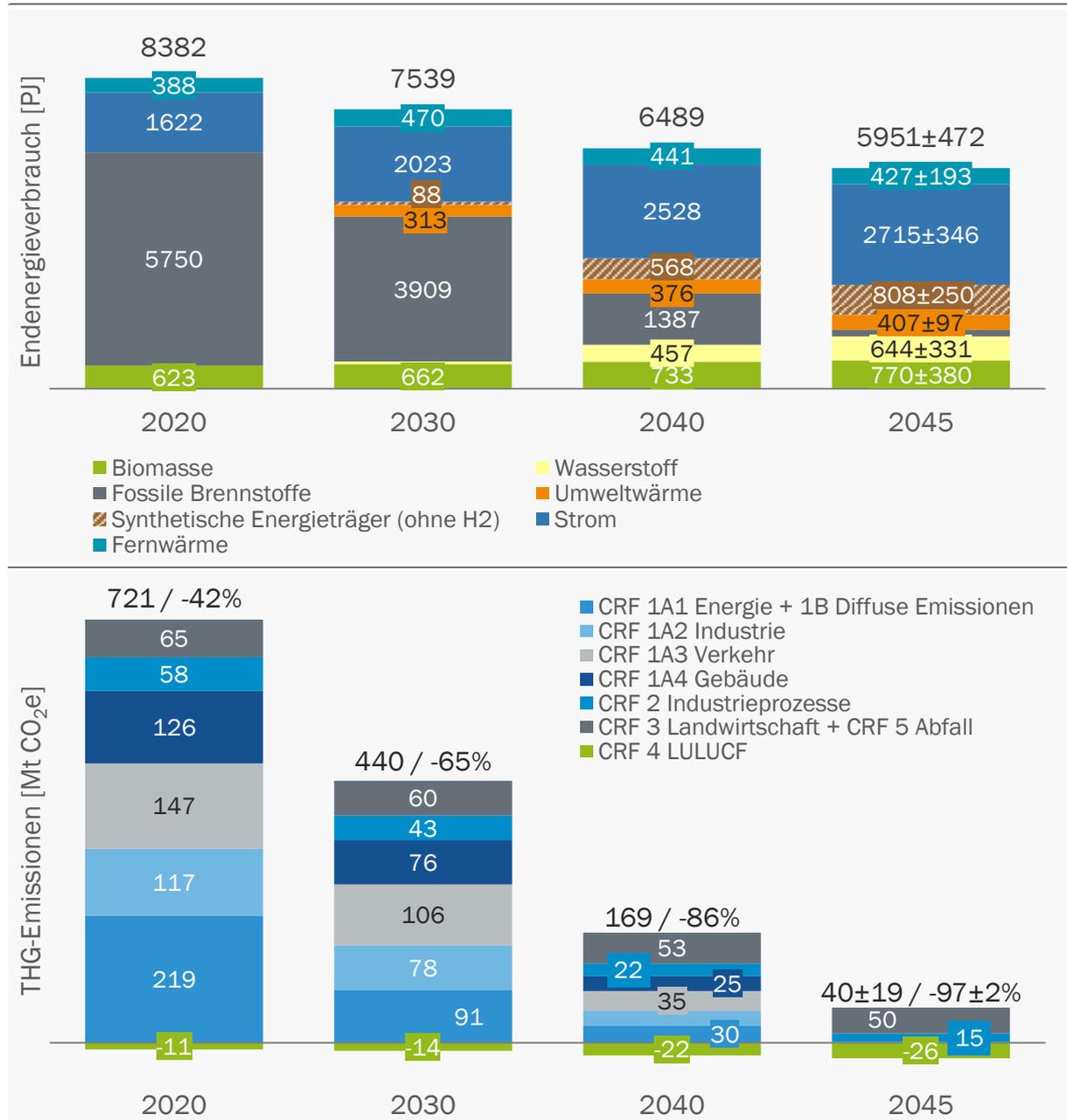
Der Blick aufs Gesamtsystem, also die im Rahmen der vorliegenden Studie bestimmten Entwicklungspfade inklusive des aus den externen Szenarienarbeiten abgeleiteten Restsystems (vgl. Abschnitt 4.1.2), zeigt, dass 2045 im Mittel eine weitgehende THG-Neutralität Deutschlands erreicht wird (Abbildung 42 unten). Die Restemissionen 2045 stammen aus der Landwirtschaft (50 Mt CO_{2e}) und den Industrieprozessen (15 Mt CO_{2e}), welche durch die LULUCF-Senke (-26 Mt CO_{2e}) netto abgemildert werden. Insgesamt sinken die Emissionen um 95–99 % ggü. 1990.

Auch der Endenergiebedarf (Energiebedarf der Nachfragesektoren Gebäude, Verkehr und Industrie) sinkt signifikant von rund 8.400 PJ 2020 auf rund 6.000 PJ 2045 (ca. -30 %). In diesem Zeitraum wird der Wechsel von fossilen Brennstoffen zu biogenen Brennstoffen, synthetischen Brennstoffen (Wasserstoff und weitere PtX), Umweltwärme und Strom vollzogen. 2045 werden nur noch geringe Menge fossiler Brennstoffe (überwiegend industrielle und Siedlungsabfälle) verfeuert. Synthetische Brennstoffe kommen in der hier vorgenommenen Mittelung der Restsysteme aus den fünf externen Studien in allen genannten Sektoren vor, überwiegend jedoch im Verkehr (Flugverkehr und Straßenschwerverkehr) und bei der Eisenherstellung. Umweltwärme findet hauptsächlich bei der Gebäudebeheizung Anwendung. Der Bedarf an Biomassen steigt im Mittel leicht um 24 %, weist jedoch eine große relative Unsicherheit von 380 PJ (ca. 50 %), wobei der obere Werte des Verbrauchsbandes angesichts der begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse kritisch zu sehen ist, denn dies erforderte eine bedeutende Importquote von Biomassen, (bei einem nachhaltigen inländischen Biomassepotenzial von ca. 900 PJ (UBA 2019)). Der Strombedarf steigt ebenfalls erheblich an um im Mittel 67 % von 1622 PJ 2020 auf 2715 PJ 2045, bleibt jedoch trotz oberen Unsicherheitsband immer noch klar unterhalb der möglichen

Stromerzeugung aus Erneuerbaren bzw. THG-neutralen Energieträgern von knapp 1000 TWh bzw. 3600 PJ (Agora 2021b).

Abbildung 42: Endenergiebedarf und Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems

2020–2045, inkl. Unsicherheiten 2045 aufgrund der Mittelung der beiden Entwicklungspfade sowie der fünf externen Studien, oben: EEV für Nachfragesektoren in PJ, unten: THG für alle Emittenten in Mt CO₂e



Hinweise: EEV: Strombedarf inkl. H2-Elektrolyse bei HVC (Stahl bezieht H2 komplett) / THG-Emissionen: Summen inkl. Reduktion ggü. 1990 in Prozent

Dabei gilt in der vorliegenden Berechnung bzw. Abschätzung die Prämisse, dass der Wasserstoff für die HVC-Route in Elektrolyseuren vor Ort selbst hergestellt wird (Strom 2045: Pfad A: 163 PJ, Pfad B: 17 PJ), während der Wasserstoff für die Stahlproduktion (aus dem Ausland) bezogen wird (H₂ 2045: Pfad A: 114 PJ, Pfad B: 173 PJ). Dies jedoch weniger aus dem Grund eines limitierenden Stromsystems, denn eher aus Kostengründen (importierter Wasserstoff ist günstiger als selbst hergestellter) und Praktikabilitätsgründen (HVC benötigt viel Wasserstoff, jedoch insbesondere in Pfad B nur geringen Mengen Elektrolyse-Wasserstoffs). Generell wird bei hoher Nachfrage ein signifikanter Anteil des grünen Wasserstoffs via Pipeline (vom Ausland) bezogen werden (müssen), zumindest sehen das andere Szenarienarbeiten auch so (z. B. spricht (Agora 2021b) von einer H₂-Importquote von etwa zwei Dritteln). Eine grundlegende Annahme bei dieser Betrachtung ist, dass ein zukünftiger Weltmarkt Wasserstoff (aber auch andere synthetische Energieträger und Rohstoffe) zu prinzipiell günstigeren Konditionen liefern kann, als dies bei einer inländischen Produktion der Fall wäre. Dies zum einen, weil weltweit unterschiedliche Geschwindigkeiten beim Erreichen eines klimaneutralen Energiesystems gelten – ein weltweit synchroner Bedarfsanstieg also ausgeschlossen werden kann. Und zum anderen, weil der europäische und nordamerikanische Markt eine zunehmende Nachfrage nach grünem Wasserstoff etc. generiert und gleichzeitig die entsprechende Kaufkraft mitbringt, sodass diese Märkte für Produzenten mit niedrigen Herstellungskosten lukrativ sein werden.

An dieser Stelle sei nochmals explizit darauf hingewiesen, dass es sich innerhalb der Betrachtung des Gesamtsystems beim restlichen System lediglich um eine Mittelung verschiedener Ergebnisse handelt, eine szenarische Konsistenz an dieser Stelle also nicht gegeben ist.

5 Effekte der Entwicklungspfade

5.1 Ökonomische Effekte

5.1.1 Ökonomische Effekte des Aufbaus emissionsarmer Produktionsverfahren

Der in den vorangegangenen Kapiteln dargelegte Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren impliziert den Aufbau neuer respektive die Erweiterung bestehender Produktionskapazitäten (z. B. mit CCS-Anlagen). In ökonomischer Hinsicht handelt es sich hierbei um Investitionen in den Kapitalstock der Unternehmen. Von diesen Investitionen können sowohl positive als auch negative Effekte auf den Indikator für die gesamtwirtschaftliche Wirtschaftsleistung – das Bruttoinlandsprodukt (BIP) – ausgehen.

Positive Effekte auf das BIP sind durch folgende Zusammenhänge möglich:

- Die Investitionen gehen in der Definition der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung in das Bruttoinlandsprodukt ein. Unter sonst gleichen Umständen erhöht sich letzteres in gleichem Maße wie die zusätzlichen (Klima)Investitionen.
- Zusätzliche Investitionsausgaben bedeuten – unter sonst gleichen Umständen – zusätzliche Bruttogewinne des Unternehmenssektors insgesamt in gleicher Höhe.⁵⁹ Ein Teil dieser Gewinne wird an die Anteilseigner unter den privaten Haushalten ausgeschüttet.
- Auch das Lohn Einkommen der privaten Haushalte wird durch die Mehrproduktion der Investitionsgüter erhöht. Entsprechend der Sparquote der privaten Haushalte wird ein Teil des Mehreinkommens für den privaten Konsum ausgegeben, was weitere positive Effekte auf das BIP auslöst (Multiplikatoreffekte).
- Die emissionsarmen Produktionsverfahren ermöglichen den Minderverbrauch fossiler Energieträger, welche in weit überwiegender Maße nach Deutschland importiert werden. Rechnerisch erhöht sich das BIP durch die entsprechende Verringerung der Importe.
- Die zusätzlichen (Klima)Investitionsgüter werden in den entsprechenden Wirtschaftsbereichen produziert. Die zusätzliche Nachfrage bedeutet eine höhere Auslastung ihrer Produktionskapazitäten, welche nach Möglichkeit durch Investitionen und eine entsprechende Beschäftigungsnachfrage angepasst werden.

⁵⁹ Diese Aussage lässt sich aus den entsprechenden Definitionen des Systems der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ableiten: In der vereinfachten Betrachtung (ohne Staat, Ausland und Korrekturgrößen) entspricht das Bruttoinlandsprodukt Y sowohl dem Wert der Konsum- (C) und Investitionsausgaben (I) als auch der Lohn- (W) und Gewinnsumme (P) (eine Residualgröße) in der betreffenden zeitlichen Periode: $Y = C + I = W + P$. Umgestellt nach der Gewinnsumme resultiert: $P = C + I - W$. Die Konsumausgaben C lassen sich gedanklich in Konsumausgaben aus Lohn Einkommen C_w und Konsumausgaben aus (an Privathaushalte ausgeschüttete) Gewinnen C_p aufteilen. Unterstellt man weiter vereinfachend, dass aus Lohn Einkommen nicht gespart wird (klassische Sparhypothese), kann obige Beziehung wie folgt vereinfacht werden: $P = I + C_p$. Die in einer Periode erzielten Gewinne entsprechen den Investitionsausgaben zuzüglich den Konsumausgaben aus Gewinneinkommen. Dieser rein aus Definitionen der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung abgeleitete Zusammenhang veranlasste den Ökonomen Michal Kalecki zu folgendem Aphorismus: „The workers spend what they get, and capitalists get what they spend“. Die Beziehung kann um Sparen aus Lohn Einkommen (S_w), den Budgetsaldo des Staates (Ausgaben G abzgl. Steueraufkommen T) und den Außenbeitrag (Exporte X abzgl. Importe M) erweitert werden: $P = I + C_p - S_w + (G - T) + (X - M)$.

Negative Effekte auf das BIP können wie folgt auftreten:

- Die Mehrinvestitionen sind von den Unternehmen aus Eigen- und Fremdkapital zu finanzieren. Die teilweise hohen Finanzierungserfordernisse können ohne Unterstützungsleistungen von Seiten des Staates zu Kreditrationierungen der Unternehmen durch die Geschäftsbanken führen, welche Investitionen in den neuen und den Bestandskapitalstock einschränken. Eine höhere Fremdkapitalquote vergrößert das Insolvenzrisiko für die Unternehmen und kann Risikoaufschläge auf den von den Geschäftsbanken verlangten Zinssatz mit sich bringen.
- Importe werden bei der Bestimmung des Bruttoinlandsprodukts in Abzug gebracht. Je höher die jeweiligen Importquoten auf Seiten der Investitions- und Konsumgüter ausfallen, umso niedriger sind die oben aufgeführten positiven Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt.
- Die zusätzlichen (Klima)Investitionen bedeuten eine Mehrnachfrage, welche durch die zum jeweiligen Zeitpunkt vorhandenen Produktionskapazitäten akkommodiert werden muss. Ein zu großer und plötzlicher Nachfrageimpuls durch die (Klima)Investitionen kann sonstige Nachfrage verdrängen, wodurch auch Investitionen in den Bestandskapitalstock verringert werden (reales „crowding out“).

In der öffentlichen Diskussion findet sich gelegentlich die Vorstellung wieder, dass die Mittel für die Finanzierung von Investitionen in gesamtwirtschaftlicher Hinsicht begrenzt seien (Theorie der „lone funds“) und eine höhere Kreditnachfrage für (Klima)Investitionen entsprechend die Kreditvergabemöglichkeiten für andere Zwecke verringerten (finanzielles „crowding out“). Diese Vorstellung basiert auf unzutreffenden Annahmen über die Funktionsweise moderner Finanzsysteme. Geschäftsbanken können zusätzliche Kredite „aus dem Nichts“ schaffen, ohne dass hierfür eine zusätzliche Ersparnis vorab bei ihnen deponiert werden muss (siehe McLeay et al. 2014 und Lindner 2015). Dessen ungeachtet können einzelne Unternehmen von Kreditrationierung betroffen sein, die Gründe hierfür liegen jedoch in der Regel auf Seiten des Unternehmens (unzureichende Bonität o. ä.).

Vorgehensweise und Rahmenbedingungen

Die branchenspezifischen und gesamtwirtschaftlichen Effekte der (Klima)Investitionen der drei Grundstoffindustrien werden mit dem ökonomischen Simulationsmodell DINOS der Prognos bestimmt (siehe Infobox). Das Modell kann mit einer Ausnahme alle oben aufgeführten Effekte auf das BIP abbilden. Hinsichtlich der erhöhten Finanzierungserfordernisse der Unternehmen ist nachfolgend unterstellt, dass staatliche Unterstützungsleistungen (z. B. durch die KfW bereitgestellte Kreditprogramme) die oben aufgeführten nachteiligen Effekte eines erhöhten Kreditbedarfs obsolet machen. Des Weiteren ist unterstellt, dass eine Erhöhung der Produktionskosten durch die Transformation gegenüber der konventionellen Referenztechnik durch Unterstützungsmaßnahmen des Staates ausgeglichen werden – ein Wechsel hin zu einer teureren emissionsarmen Produktionstechnik geht in den nachfolgenden Szenarien entsprechend nicht mit einer Verschlechterung der internationalen preislichen Wettbewerbsfähigkeit einher.

Das Referenzszenario, an welchem die branchenspezifischen und gesamtwirtschaftlichen Effekte der (Klima)Investitionen gemessen werden, entspricht der aktuellen Basisprognose der Prognos (Prognos Economic Outlook, Frühjahr 2022). Den aktuellen Bevölkerungsvorausberechnungen des Statistischen Bundesamtes zufolge liegt die Bevölkerungszahl in Deutschland 2050 mit 79,5 Mio. Personen deutlich unter dem aktuellen Niveau (83,3 Mio. Personen). Der Rückgang der Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter ist wesentlich ausgeprägter (-8,0 Mio. Personen). Gegenbewegungen auf dem Arbeitsmarkt sorgen dafür, dass die Verluste auf Seiten des Arbeitsvolumens – die Gesamtzahl an Stunden, welche innerhalb eines Jahres gearbeitet wird – geringer ausfallen. Hierbei ist unterstellt, dass die Politik die Rahmenbedingungen für diejenigen Personen

verbessert, die ihr Arbeitsangebot gegenüber dem aktuellen Stand ausweiten wollen. So wird unseren Projektionen zufolge die Erwerbsbeteiligung insbesondere von Frauen und älteren Personen in den kommenden Jahren weiter zunehmen. In der Konsequenz steigt die durchschnittliche Erwerbsquote von aktuell 86 auf 91 Prozent bis 2050. Die Erwerbstätigenquote – das Gegenstück zur Erwerbslosenquote – steigt nur geringfügig, da die Erwerbslosigkeit nicht unter eine gewisse Sockelarbeitslosigkeit absinken kann. Die durchschnittliche Arbeitszeit legt bis 2050 von aktuell 1.380 auf 1.475 h/a zu, was approximativ einer Erhöhung der durchschnittlichen Wochenarbeitszeit von 31,4 auf 33,5 h entspricht – ein Niveau, welches bereits Anfang der 2000er Jahre in Deutschland vorlag. Hierbei ist nicht unterstellt, dass Vollzeitbeschäftigte ihre Arbeitspensum ausweiten, sondern sich der Anstieg der Arbeitszeit auf aktuell Teilzeitbeschäftigte konzentriert. Diese Gegenbewegungen zusammengenommen sorgen dafür, dass das Arbeitsvolumen 2050 „nur“ 3,3 Prozent unter dem aktuellen Niveau liegt.



DINOS – das ökonomische Branchenmodell der Prognos

DINOS – ausgeschrieben: **D**ynamic **I**nput **O**utput **S**ystem – ist das Branchenmodell der Prognos AG. Basis des Modells ist die Input-Output-Tabelle für 72 Produktionsbereiche, wie sie für das aktuelle Startjahr 2018 durch das Statistische Bundesamt bereitgestellt wird. DINOS kann in zwei Modi betrieben werden: Im abhängigen Modus verteilt DINOS die vom Prognos-Weltwirtschaftsmodell VIEW gegebene gesamte Wertschöpfung und Beschäftigung für Deutschland auf die verschiedenen Branchen. Im autonomen Modus bildet DINOS den kompletten volkswirtschaftlichen Kreislauf aus Entstehung, Verteilung und Verwendung nach Branchen differenziert ab. Zentrale ökonomische Größen wie die Lohn- und Preisdynamik, der technologische Fortschritt sowie die Nachfrage nach Arbeit und Kapital werden auf der Ebene der einzelnen Branchen modelliert. Zudem verändern sich die Strukturen der Input Output Tabelle im Simulationszeitraum in Abhängigkeit von Preis- und Kostenrelationen, demographischen Faktoren und zeitlichen Trends. DINOS eignet sich insbesondere für branchenspezifische Szenarien, in welchen die Auswirkungen verschiedenster Impulse nicht nur für die Branche selbst, sondern auch für andere Branchen und die Gesamtwirtschaft des jeweiligen Landes bestimmt werden sollen.

Dass das Bruttoinlandsprodukt in Deutschland 2050 um 26,9 Prozent (1,0 % p. a.) höher ausfällt als aktuell, ist ausschließlich dem technischen Fortschritt bzw. der Steigerung der Stundenproduktivität um 1,2 Prozent pro Jahr zuzuschreiben. Getrieben wird der technische Fortschritt durch eine Zunahme der Kapitalintensität der Produktion sowie der Digitalisierung. Im Ergebnis liegt das durchschnittliche Pro-Kopf-Einkommen 2050 mit gut 54 Tsd. Euro ca. 13 Tsd. Euro über dem aktuellen Niveau.

Treiber der Industrieproduktion in Deutschland sind Leitbranchen mit einer hohen Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten. Zu diesen zählen bislang der Fahrzeug- und Maschinenbau, die Elektrotechnik, die Chemische Industrie und die Kunststoffverarbeitung. Die zukünftige Entwicklung der preislichen Wettbewerbsfähigkeit – ausgedrückt in nominalen Lohnstückkosten – wird sich für deutsche Unternehmen nicht mehr so günstig darstellen wie in der Vergangenheit. Das knappere Arbeitsangebot und die niedrige Erwerbslosigkeit sorgen für höhere Lohnzuwächse bis 2050. Umso entscheidender werden die nicht-preislichen Aspekte der internationalen

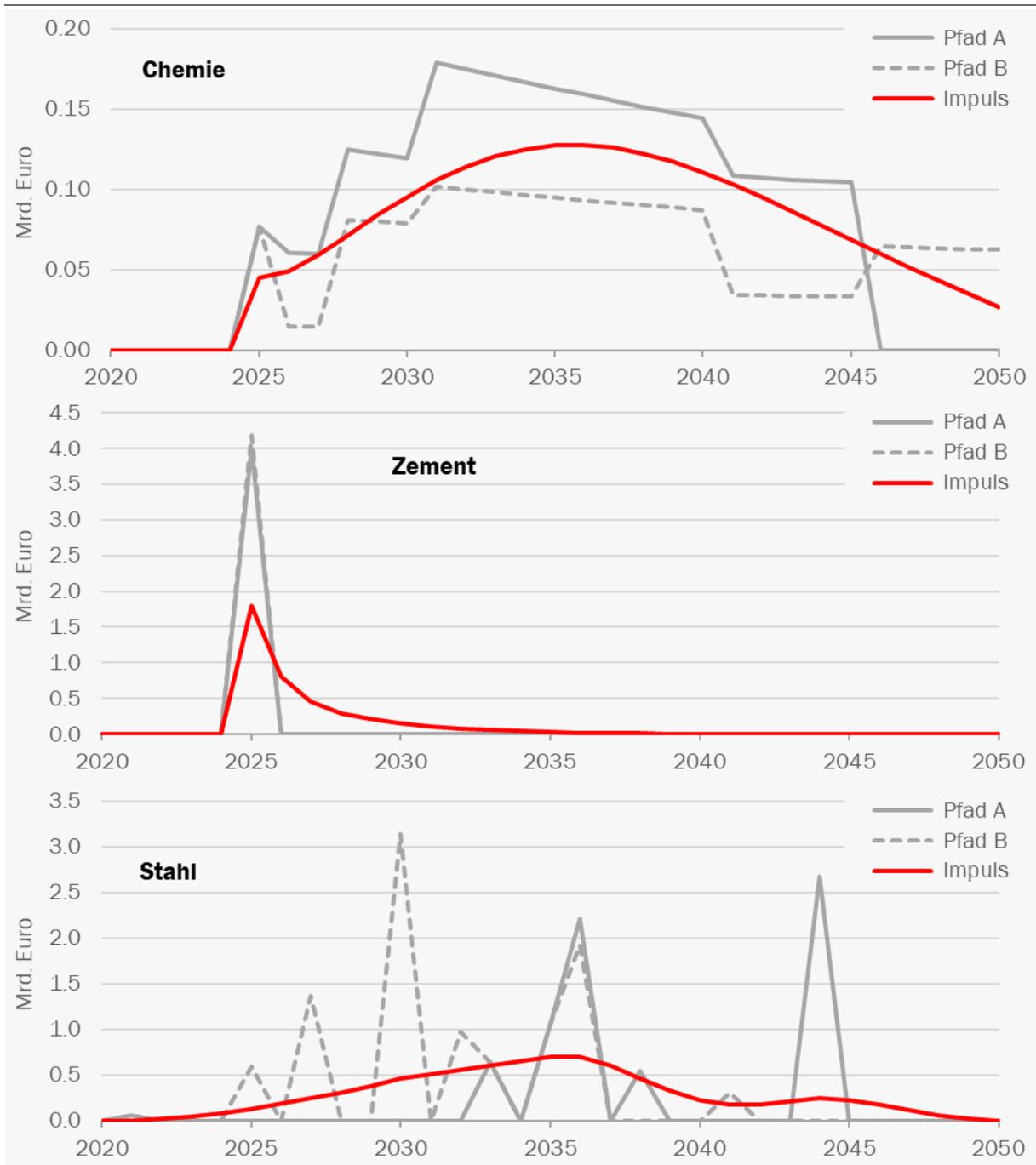
Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen. Wie alle anderen Industrieländer auch wird die deutsche Wirtschaft einen Anteilsverlust an den Weltexporten erfahren.

Gegenüber der hier skizzierten Referenzentwicklung werden in Alternativszenarien für jede der drei Grundstoffindustrien jeweils die für die Transformation benötigten Klimainvestitionen als Impuls im Modell implementiert. Die Input-Output-Tabelle des Statistischen Bundesamtes, die dem Modell zugrunde liegt, ist nach 72 Produktionsbereichen differenziert. Die drei in der Studie betrachteten Grundstoffindustrien sind in der Input-Output-Tabelle jeweils Teil eines übergeordneten Produktionsbereiches: die Grundstoffchemie ist dem Bereich „Chemischen Erzeugnisse“ zugeordnet, die Zementherstellung dem Bereich „Keramik, bearbeitete Steine und Erden“ und die Stahlproduktion dem Bereich „Roheisen, Stahl, Erzeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl“. Die (Klima)Investitionen der drei Grundstoffindustrien werden im Modell in dem jeweils übergeordneten Produktionsbereich implementiert und für die nachfolgende Interpretation der Ergebnisse wird unterstellt, dass die Effekte für die Grundstoffindustrie und dem übergeordneten Produktionsbereich strukturell gleich sind.

Im Sinne der Übersichtlichkeit wurden für die Ableitung der ökonomischen Effekte die Durchschnittswerte der Investitionsvolumina der beiden Pfade A und B für jede Industrie als Impuls unterstellt. Der Verzicht auf eine separate Modellierung der beiden Pfade ist hier vertretbar, da sich die Pfade in der kumulierten Summe kaum und zumindest bei der Grundstoffchemie und der Zementindustrie im zeitlichen Verlauf nicht wesentlich unterscheiden. Hinsichtlich der zeitlichen Dimension des Impulses wurden die Investitionen für die ökonomische Analyse gegenüber den oben dargestellten rein technisch orientierten Transformationspfaden zeitlich „verschmiert“: der Aufbau eines neuen bzw. zusätzlichen Kapitalstocks erfordert in der Praxis Zeit, und die hierfür notwendigen Investitionen verteilen sich über mehrere Jahre. Die nachfolgende Abbildung 43 gibt die Investitionsvolumina der beiden Pfade sowie den im Modell unterstellten Impuls je Industrie wieder. Der kumulierte Durchschnittswert der beiden Pfade sowie die kumulierten Investitionsausgaben sind je Industrie identisch: Die kumulierten Investitionsvolumina (Durchschnitt der Pfade A und B) belaufen sich in der Grundstoffchemie auf rund 2,2 Mrd. Euro, in der Zementherstellung auf 4,1 Mrd. Euro und in der Stahlproduktion auf 8,6 Mrd. Euro. Die Mehrinvestitionen aller drei Grundstoffindustrien zusammengenommen machen maximal 0,3 Prozent der gesamtwirtschaftlichen Investitionen des Referenzszenarios in dem betreffenden Jahr aus (2025). Von Einzelfällen auf der Ebene einzelner Produkte abgesehen ist angesichts dieser geringen Bedeutung ein reales „crowding out“ aufgrund der Klimainvestitionen der drei Grundstoffindustrien kein relevantes Problem.

Abbildung 43: Investitionsimpulse je Industrie

2020 bis 2050, Pfad A und Pfad B sowie im ökonomischen Modell hinterlegter Impuls (geglätteter Durchschnitt aus Pfad A und Pfad B)



Quelle: Eigene Berechnungen

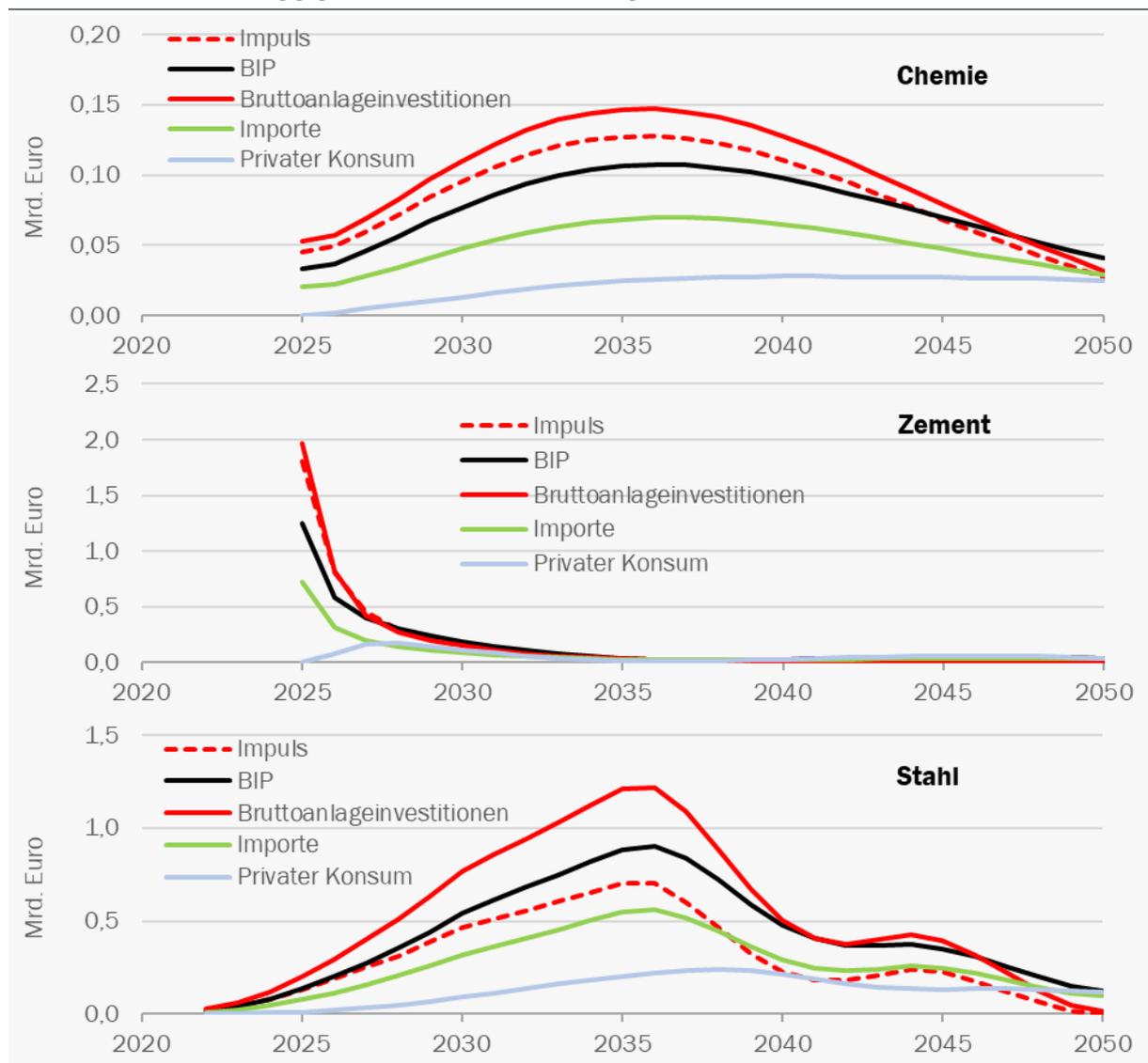
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Resultierende gesamtwirtschaftliche Effekte

Die nachfolgende Abbildung 44 zeigt für die unterstellten Investitionsimpulse die gesamtwirtschaftlichen Effekte je betrachteter Grundstoffindustrie für die Verwendungskomponenten und das Bruttoinlandsprodukt auf. Die Abweichung bei den Bruttoanlageinvestitionen ist stets größer als der eigentliche Investitionsimpuls – die Unternehmen der Investitionsgüterindustrie reagieren auf die erhöhte Auslastung ihrer Produktionsfaktoren mit einer Ausweitung derselben. Der private Konsum reagiert verzögert, da im Modell die privaten Haushalte ihr Trendeinkommen als Referenz für ihre Konsumausgaben heranziehen und somit nur in einem geringen Maße auf kurzfristige Veränderungen ihres Einkommens reagieren. Auch die Wohnbauinvestitionen profitieren vom höheren verfügbaren Einkommen der privaten Haushalte.

Abbildung 44: Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte

2020 bis 2050, Abweichung gegenüber der Referenzentwicklung



Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

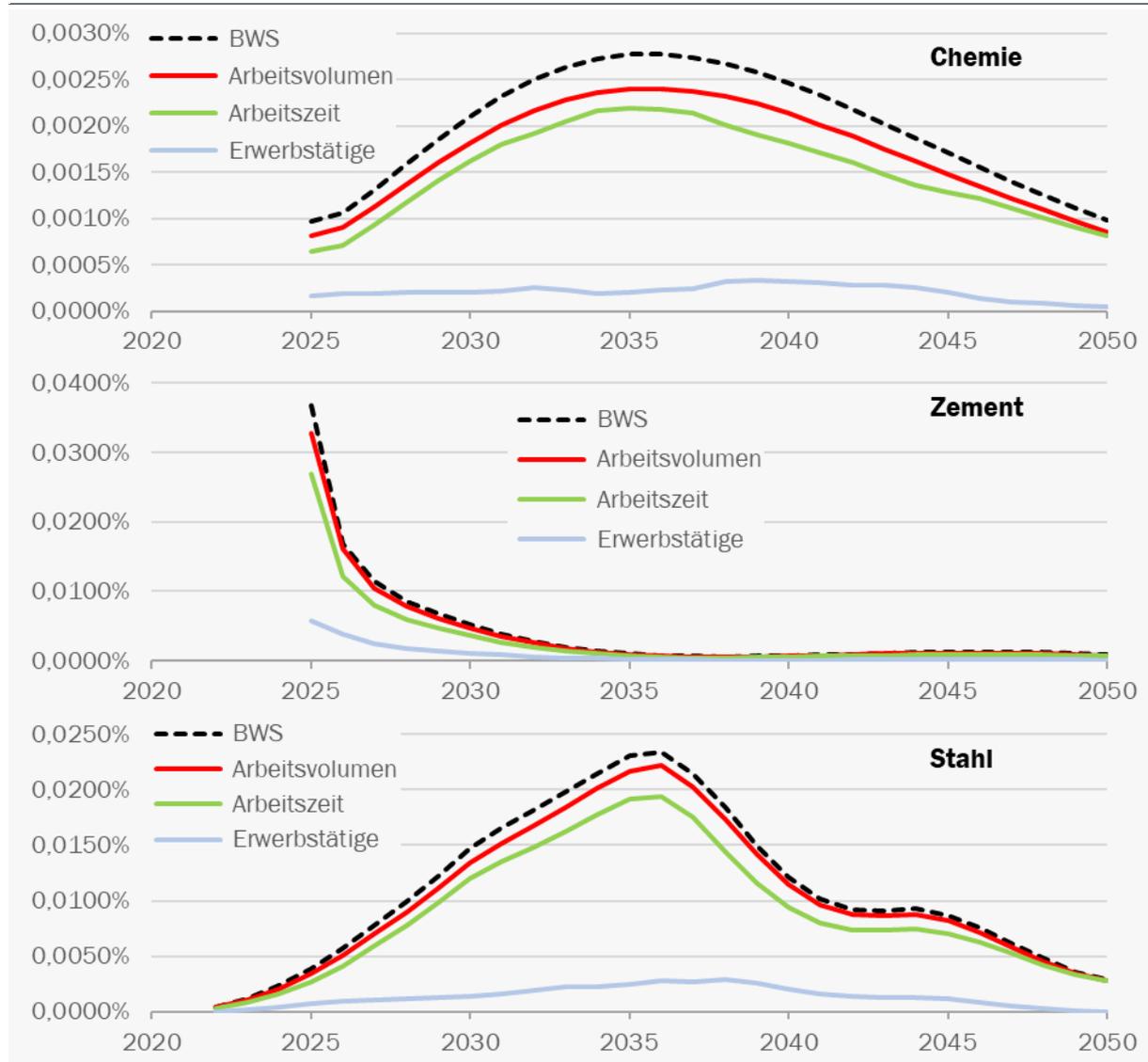
Ein Teil der Mehrnachfrage nach Investitions- und Konsumgütern wird importiert, was den positiven Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt wie oben beschrieben dämpft. Mit dem Auslaufen des Investitionsimpulses gehen auch die Abweichungen bei den genannten Größen sukzessive wieder zurück.

Die mit dem Investitionsimpuls einhergehende Erhöhung der Wertschöpfung der Wirtschaftsbereiche (i. e. in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung die Gegenbuchung des Investitionsimpulses und der Nachfrageeffekte auf der Entstehungsseite der Volkswirtschaft) bedeutet eine Ausweitung des Arbeitsvolumens (i. e. die Menge der Arbeitsstunden in einer Periode) auf der Ebene der einzelnen Wirtschaftsbereiche in annähernd proportional gleicher Höhe. Unmittelbar steigt die Arbeitszeit je Erwerbstätigen, auf welche die Unternehmen mit einer Ausweitung ihrer Stellenangebote reagieren. Die sich im Zeitverlauf verändernden Knappheitsverhältnisse auf dem Arbeitsmarkt sind entscheidend dafür, inwieweit die erhöhte Beschäftigungsnachfrage durch Neueinstellungen auch realisiert werden kann: Im Fall der Zementindustrie erfolgt der Investitionsimpuls vergleichsweise früh Mitte der 2020er Jahre, wenn die Arbeitsmarktsituation in Deutschland noch vergleichsweise entspannt ist. Bei der Stahlindustrie hingegen baut sich der Investitionsimpuls bis Mitte der 2030er Jahre auf und sinkt anschließend sukzessive wieder. In diesem Zeitraum ist die demographisch bedingte Verknappung des Arbeitsangebotes wesentlich ausgeprägter, so dass in der Konsequenz der gegenüber der Zementindustrie doppelt so hohe Investitionsimpuls nur eine maximal halb so hohe Ausweitung der Zahl der Erwerbstätigen mit sich bringt (vgl. Tabelle 34). Die nachfolgende Abbildung 45 veranschaulicht diese Zusammenhänge je betrachteter Industrie: der Effekt auf Seiten der Bruttowertschöpfung setzt sich zusammen aus der Abweichung der Stundenproduktivität und des Arbeitsvolumens. Die in allen Wirtschaftsbereichen leicht höhere Investitionstätigkeit beschleunigt den Produktivitätsfortschritt, der Großteil der zusätzlichen Wertschöpfung wird jedoch durch eine Erhöhung des Arbeitsvolumens bereitgestellt. Demographisch bedingt kann hierauf nur mit einer sehr geringen Ausweitung der Erwerbstätigkeit reagiert werden, so dass in der Konsequenz der weit überwiegende Teil des zusätzlichen Arbeitsvolumens durch eine Erhöhung der Arbeitszeit bereitgestellt wird.⁶⁰ Die maximale Abweichung unter den drei betrachteten Industrien weist die Zementindustrie auf: im Jahr 2025 liegt die gesamtwirtschaftliche jährliche Arbeitszeit 0,027 Prozent (21 Minuten) über dem Referenzniveau des betreffenden Jahres. Bei 220 unterstellten Arbeitstagen pro Jahr müssen alle Erwerbstätigen aufgrund des Investitionsimpulses in der Zementindustrie 2025 rechnerisch etwa 6 Sekunden länger pro Tag arbeiten.

Die maximale Abweichung auf Seiten der Erwerbstätigen für alle drei betrachteten Industrien liegt für die Zementindustrie im Jahr 2025 vor: knapp 2600 Personen sind dann rechnerisch in der Gesamtwirtschaft mehr beschäftigt. Ist den Unternehmen der zeitliche Verlauf des Investitionsimpulses vorab bekannt, würden sie in der Praxis im Fall der Zementindustrie weitgehend auf eine Ausweitung der Beschäftigung aufgrund des transitorischen Charakters des Impulses verzichten: die Ausweitung des Arbeitsvolumens würde dann vollständig durch eine temporäre Erhöhung der Arbeitszeit realisiert werden. Die in der nachfolgenden Tabelle ausgewiesenen maximalen Abweichungen der Erwerbstätigen stellen insofern eine mögliche Obergrenze dar. Unberücksichtigt bleibt im verwendeten DINOS-Modell das Matching der geforderten und angebotenen Qualifikationsprofile der zusätzlichen Erwerbstätigen. Auch in dieser Hinsicht ist in der Praxis von einer weiteren Einschränkung der hier ausgewiesenen Ausweitung der Erwerbstätigen auszugehen (siehe hierzu auch Kapitel 6.1).

⁶⁰ Das Arbeitsvolumen ist das Produkt aus Arbeitszeit und Zahl der Erwerbstätigen.

Abbildung 45: Effekte des Investitionsimpulses auf die Bruttowertschöpfung und den Arbeitsmarkt 2020 bis 2050, Gesamtwirtschaft, relative Abweichung gegenüber der Referenzentwicklung



Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Insgesamt ist festzuhalten, dass von den (Klima)Investitionen der drei Grundstoffindustrien expansive Impulse auf die Gesamtwirtschaft ausgehen, welche aufgrund positiver Rückkopplungen sich weiter verstärken: der resultierende Effekt ist damit größer als der eigentliche Impuls (unter Berücksichtigung der Importe, welche für die übrige Welt eine Mehrnachfrage darstellen). Angesichts der relativ geringen Höhe des Investitionsimpulses kann davon ausgegangen werden, dass die Mehrnachfrage mittels der vorhandenen Produktionskapazitäten akkommodiert werden kann. Die Szenarien machen auch deutlich, dass der zeitliche Verlauf des Impulses mitentscheidend ist für die resultierenden Effekte. Diese Zusammenhänge abbilden zu können ist einer der entscheidenden Vorteile gesamtwirtschaftlicher Modelle, welche damit über isolierte Betrachtungen des Impulses (im Sinne eines „Dreisatzes“) hinausgehen.

Tabelle 34: Investitionsimpulse und gesamtwirtschaftliche Effekte

Investitionsimpulse respektive Abweichung der VGR-Größen gegenüber der Referenzentwicklung, 2020–2050 kumuliert, in Mrd. Euro / Erwerbstätige: maximale Abweichung in Tsd. Personen* / Arbeitsvolumen: 2020–2050 kumuliert, in Mio. Stunden

Industrie	Investitionsimpuls	Privater Konsum	Investitionen insgesamt	Importe	BIP	Erwerbstätige*	Arbeitsvolumen
	Mrd. Euro	Mrd. Euro	Mrd. Euro	Mrd. Euro	Mrd. Euro	Tsd.	Mio. h
Chemie	2,2	0,5	2,6	1,3	2,0	0,1	28,2
Zement	4,1	1,5	4,2	2,3	4,0	2,6	82,8
Stahl	8,6	3,6	15,2	7,6	12,3	1,2	201,8
Summe	14,9	5,6	22,0	11,2	16,3	3,9	357,6

* Im Gegensatz zu den anderen in der Tabelle aufgeführten (Fluß)Größen handelt es sich bei der Zahl der Erwerbstätigen um eine Bestandsgröße (am Ende bzw. im Durchschnitt einer Periode), welche nicht kumuliert darstellbar ist.

Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

5.1.2 Vergleich der Produktionskosten und Ableitung der Kosten- und Preiseffekte

Der Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren ist in den drei untersuchten Grundstoffindustrien mit höheren Produktionskosten gegenüber konventionellen Verfahren verbunden – im Fall der HVC-Herstellung ist die Kostendifferenz bis zum Ende des Betrachtungszeitraums positiv, während bei der Zementherstellung und der Stahlproduktion spätestens ab 2035 die emissionsarmen Verfahren auf der Datenbasis von vor der Energiekrise günstiger sind als die konventionellen. In der folgenden Analyse wird gezeigt, in welchem Maße sich die Preise in anderen Produktionsbereichen erhöhen, wenn die Unternehmen in den Grundstoffindustrien auf (temporär) teurere Verfahren umstellen.

Zu einem bedeutenden Teil gehen die Produkte der Grundstoffindustrien als Vorleistungen in die Produktion anderer Bereiche ein. Deren Produktionskosten erhöhen sich in Abhängigkeit von der relativen Bedeutung der Vorleistungen der betreffenden Grundstoffindustrie für die eigene Produktion. Unter der Annahme, dass die Gewinnaufschläge (mark-up) auf die durchschnittlichen Produktionskosten in allen Produktionsbereichen konstant sind, können mit Hilfe einer Input-Output-Tabelle die Kosten- bzw. Preisveränderungen in allen Produktionsbereichen berechnet werden, welche von den höheren Produktionskosten der betreffenden Grundstoffindustrie ausgelöst werden. Es handelt sich hierbei um ein System interdependenter Preise, für welches unter der genannten Annahme eine eindeutige Lösung gefunden werden kann. Verhaltensänderungen der Akteure oder sonstige ökonomische Rückwirkungen werden hierbei nicht berücksichtigt. Für die Berechnung verwenden wir die Input-Output-Tabelle des Jahres 2018 (Statistisches Bundesamt 2021). Diese Tabelle ist nach 72 Produktionsbereichen unterteilt. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in den nachfolgenden Abbildungen aus Darstellungsgründen für 35 Bereiche zusammengefasst. Als Gewichtung dienen die jeweiligen Produktionswerte. Die detaillierten Ergebnisse können bei Bedarf zur Verfügung gestellt werden.

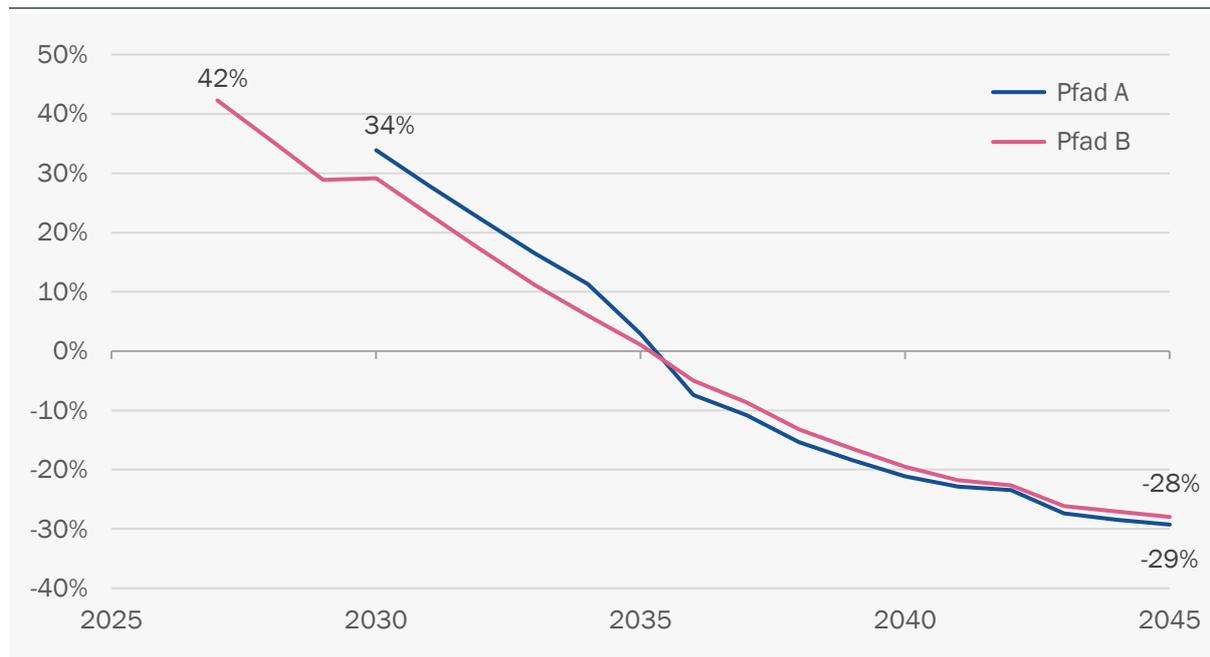
Insgesamt zeigen die durchgeführten Kalkulationen zu Kosten- und Preiseffekten, dass nachgelagerte Produktionsbereiche hinsichtlich ihrer preislichen Wettbewerbsfähigkeit nur in einem geringen Umfang von einem Technikwechsel hin zu emissionsarmen Produktionsverfahren in den drei

betrachteten Grundstoffindustrien betroffen sind. In der Zementherstellung und der Stahlproduktion sind emissionsarme Produktionsverfahren sogar ab spätestens Mitte der 2030er Jahre günstiger als konventionelle. Diese Aussagen beziehen sich auf den Vergleich der konventionellen und emissionsarmen Produktionskosten im Zeitverlauf. Vom aktuellen Rand aus betrachtet erhöhen sich die durchschnittlichen Produktionskosten zumindest in der Grundstoffchemie und in der Stahlproduktion, in der Grundstoffchemie sogar markant: entweder durch eine Verteuerung der Emissionszertifikate im Rahmen des EU-ETS, begleitet von einem Abschmelzen der freien Zuteilung, oder durch den Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren.

Eisen/Stahl

In der Grundstoffindustrie Eisen-/Stahlerzeugung werden im Folgenden die Produktionskosten in der Primärstahlroute gegenübergestellt. Die wasserstoffbasierte Direktreduktion mit anschließender Elektroschmelze ist Ende der 2020er Jahre im Pfad B maximal 42 Prozent teurer als die Stahlerzeugung mittels eines konventionellen Hochofens (Abbildung 46). Mit der zunehmenden relativen Verbilligung des Wasserstoffs, dem Auslaufen der freien Zuteilung in Kombination mit steigenden EU-ETS-Zertifikatspreisen wird Mitte der 2030er Jahre die Kostenparität erreicht. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums ist das emissionsarme Verfahren 28 Prozent günstiger als das konventionelle.

Abbildung 46: Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Eisen/Stahl
2025 bis 2045, DR+EAF (H2) gegenüber BF+BOF



Quelle: Eigene Berechnungen

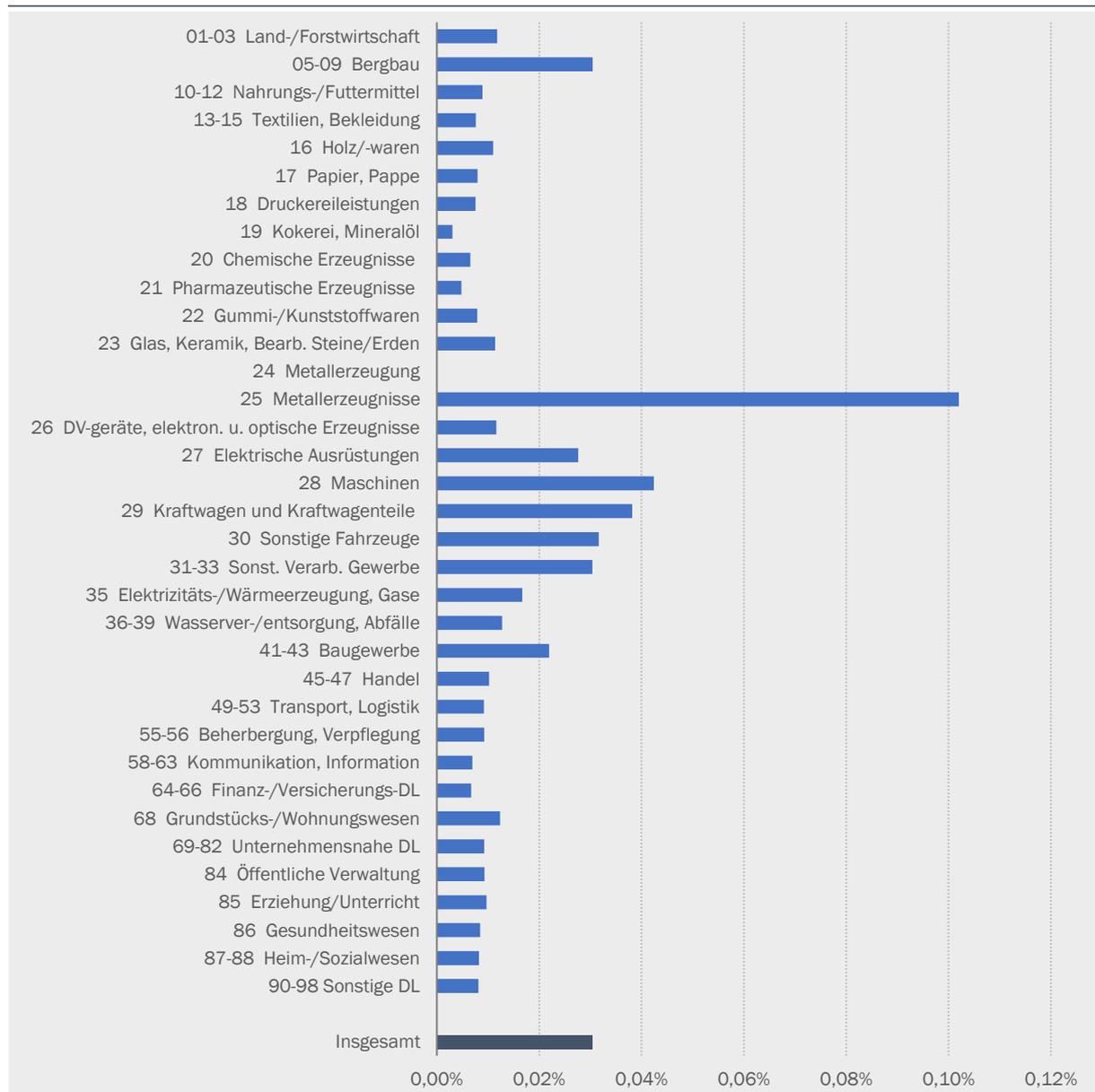
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die Ableitung der Preiseffekte wird für den zusammengefassten Produktionsbereich „24.1–24.3 Roheisen, Stahl, Erzeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl“ durchgeführt. Es kann hier unterstellt werden, dass die anderen Subbereiche dieses Produktionsbereiches ihre Vorleistungen im maßgeblichen Umfang aus der Stahlproduktion beziehen und die Kosten- und

Preiseffekte der Stahlproduktion auf den zusammengefassten Produktionsbereich übertragen werden können.

Abbildung 47: Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Eisen/Stahl

bei einem Preisschock im Produktionsbereich Eisen/Stahl (WZ08: 24.1–24.3) in Höhe von einem Prozent



Quellen: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Eine Anhebung der Preise des Produktionsbereiches um ein Prozent führt gemäß unserer Kalkulation zu einer allgemeinen Preiserhöhung von 0,03 Prozent (Abbildung 47). Am stärksten sind die unmittelbaren Abnehmer von Stahlprodukten betroffen: der Bereich „25 Herstellung von Metallerzeugnissen“ sowie in geringerem Maße der Maschinen- und Fahrzeugbau. Demnach würde sich ein Personenkraftwagen im Wert von 30.000 Euro bei einem Wechsel von konventionellem zu grünem Stahl (hergestellt mit einem emissionsarmen Produktionsverfahren) um maximal 500

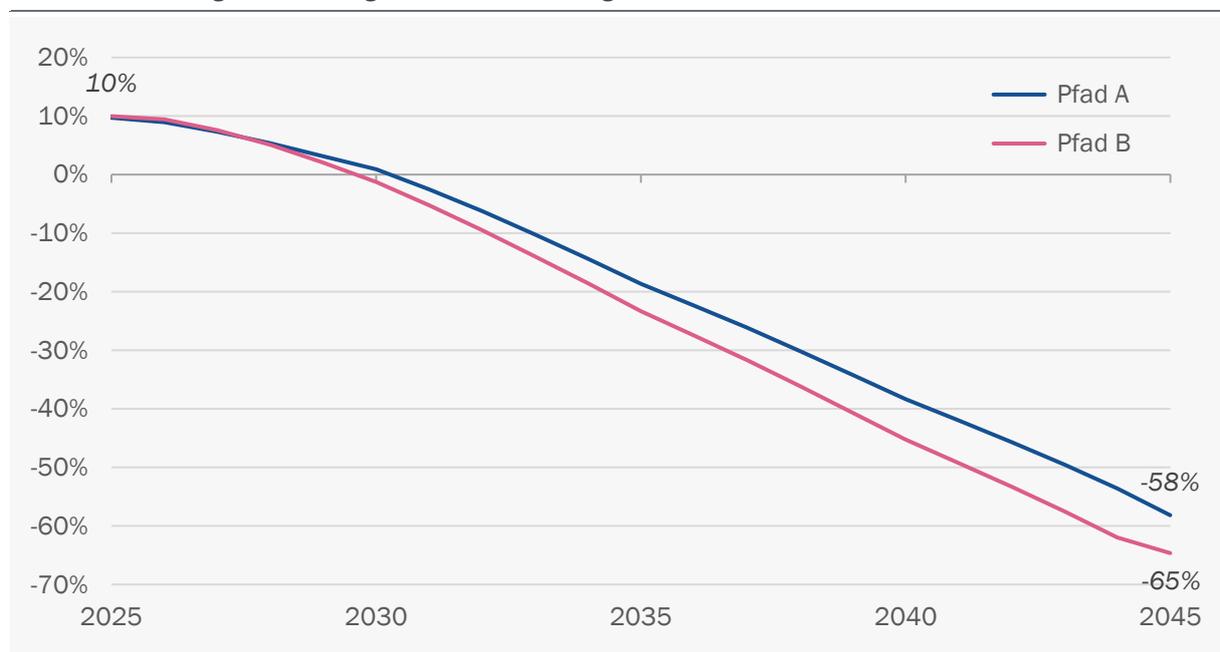
Euro verteuern (bezogen auf das Jahr 2027) – in etwa der Gegenwert eines lederbezogenen Lenkrads oder anderer durch Statusorientierung angereizte Ausstattungsextras. 2045 ist der Wagen sogar ca. 330 Euro günstiger aufgrund des erfolgten Technikwechsels.

Zement

Die Produktionskosten emissionsarmer Verfahren liegen in der Zementherstellung lediglich bis Mitte/Ende der 2020er Jahre maximal 10 Prozent über denjenigen der konventionellen Verfahren (Abbildung 48). Im weiteren Zeitverlauf werden emissionsarme Verfahren zunehmend und deutlich günstiger. Die Kostendifferenz unterscheidet sich zwischen den beiden betrachteten Pfaden nur unwesentlich.

Abbildung 48: Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Zement

2025 bis 2045, Gegenüberstellung der Zementherstellung mit und ohne CCS



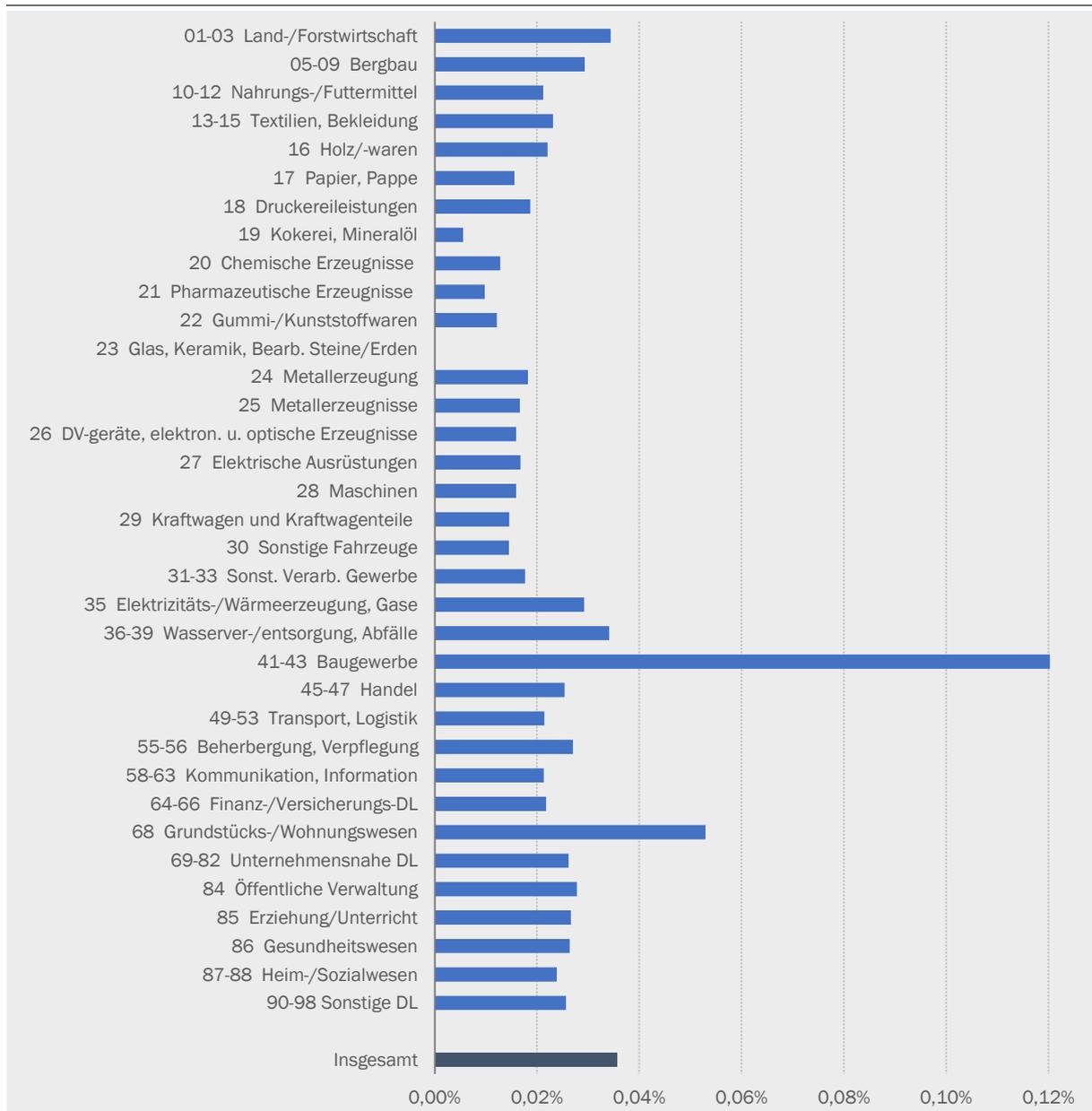
Quelle: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die Auswirkungen auf das System der relativen Preise können im Fall der Zementherstellung aufgrund datenseitiger Restriktionen nur für den zusammengefassten Produktionsbereich „23.2–23.9 Keramik, Bearbeitung von Steinen und Erden“ kalkuliert werden. Der Beitrag der Zementherstellung zum Produktionswert dieses Bereiches betrug 2018 ca. 8 Prozent und im Unterschied zur Grundstoffindustrie bezieht der Rest dieses Produktionsbereiches kaum Vorleistungen aus der Zementherstellung. Für die konkrete Ableitung der Effekte eines Kosten- und Preisschocks in der Zementherstellung sind die in Abbildung 49 gezeigten Größenordnungen entsprechend mit dem Faktor 8 Prozent kleiner zu skalieren. Eine Bauproduktion im Wert von 100 Euro verteuert sich Mitte der 2020er Jahre um 10 Cent, wenn die Unternehmen der Zementherstellung auf emissionsarme Produktionsverfahren wechseln ($100 \text{ Euro} \times 0,12 \% \times 8 \% \times 10 \text{ -Punkte}$). Bereits wenige Jahre später ist ein Technikwechsel in der Zementherstellung kostenneutral und im weiteren Zeitverlauf kostenseitig zunehmend vorteilhaft.

Abbildung 49: Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Mineralien (Zement)

bei einem Preisschock im Produktionsbereich Keramik, bearbeitete Steine und Erden (WZ08: 23.2–23.9) in Höhe von einem Prozent



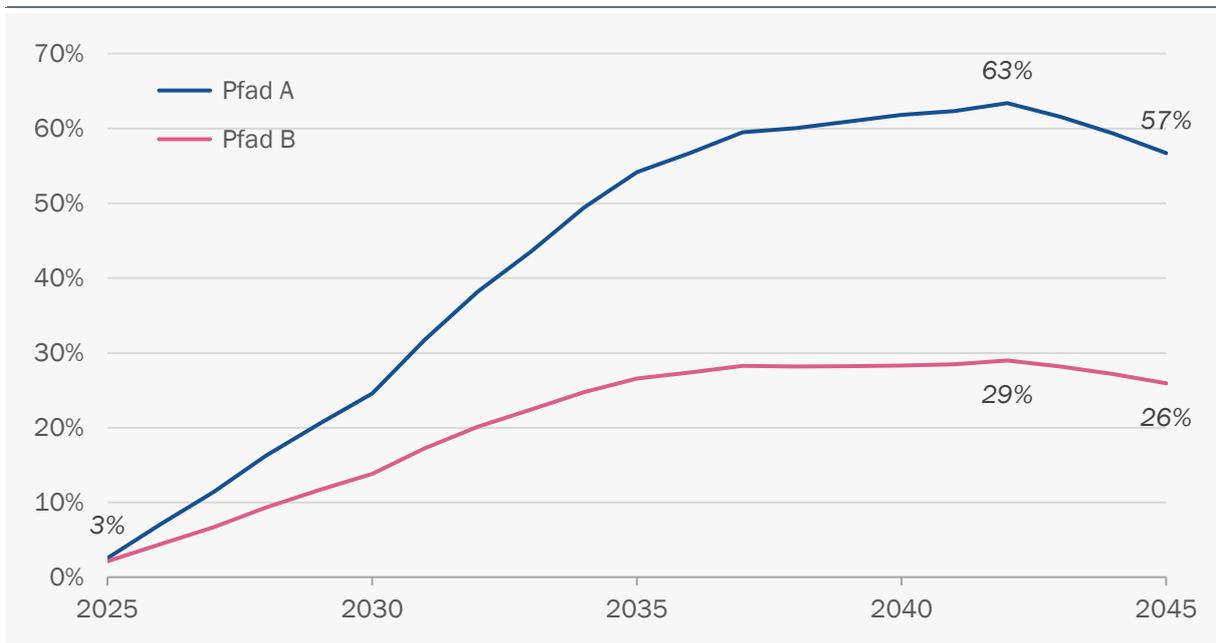
Quellen: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

HVC

Die durchschnittlichen Produktionskosten emissionsarmer Verfahren in der HVC-Herstellung liegen im Pfad A Mitte der 2030er bis Anfang der 2040er Jahre maximal rund 60 % höher als diejenigen der konventionellen Produktionstechniken. Im Anschluss verbleibt die relative Kostendifferenz grob auf diesem Niveau. Im Pfad B fällt die relative Kostendifferenz nur halb so hoch aus (vgl. Abbildung 50). Jedoch weist die HVC-Produktion bereits in der Vergangenheit Kostenschwankungen in ähnlicher Größenordnung auf (vgl. Abbildung 41 rechts).

Abbildung 50: Relative Produktionskostendifferenz emissionsarm zu konventionell: Grundstoffchemie
2025 bis 2045, konventionelle Steamcracker ggü. emissionsarme Route (konventionelle und e-Cracker, MtO/MtA)



Quelle: Eigene Berechnungen

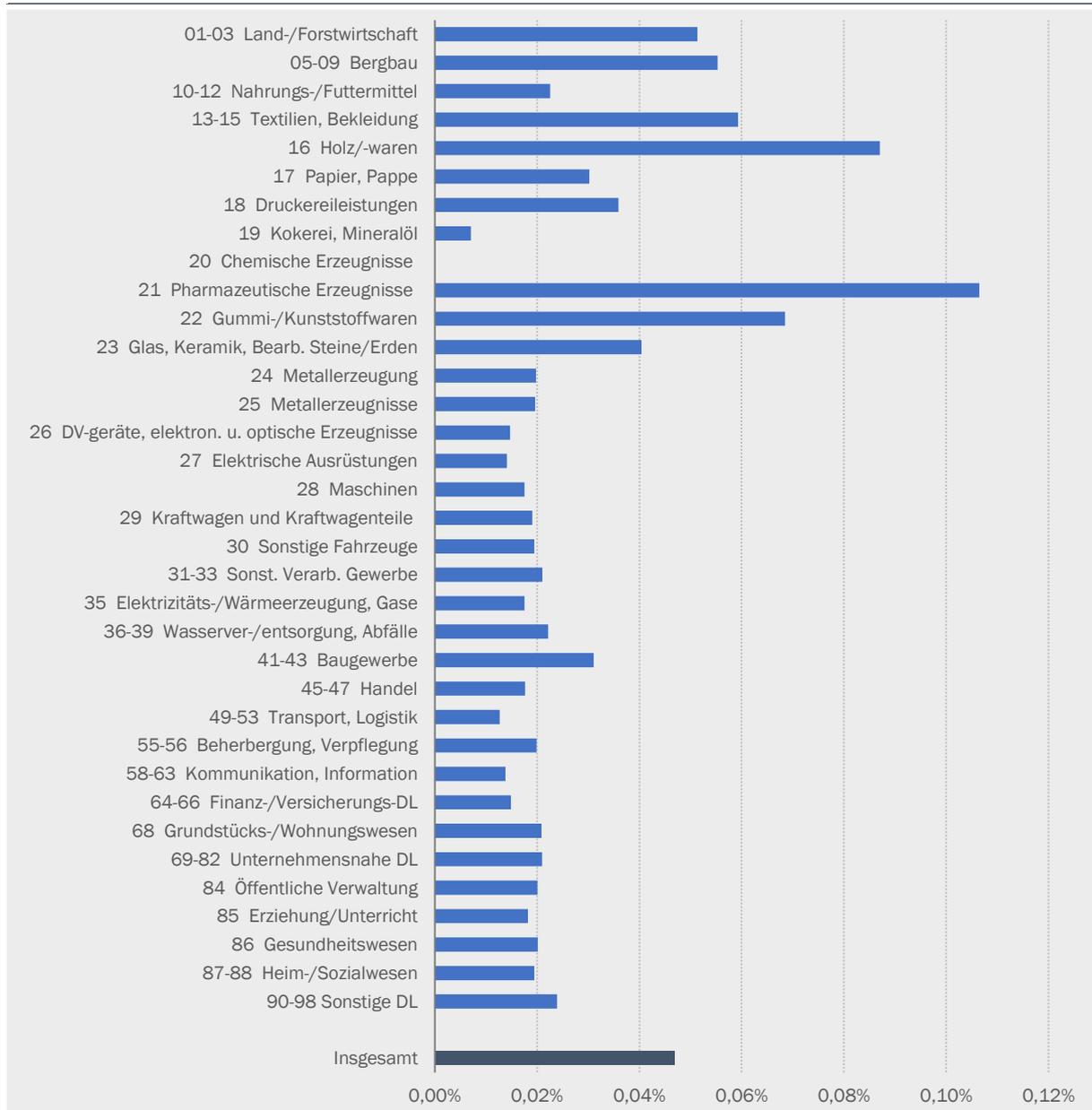
© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Die nachfolgende Abbildung 51 gibt wieder, in welchem Maße sich die Preise in anderen Produktionsbereichen verändern, wenn sich der Preis im Produktionsbereich „20 Chemische Erzeugnisse“ um ein Prozent erhöht. Die Grundstoffchemie, insbesondere die HVC-Produktion, ist in der vorliegenden Input-Output-Tabelle nicht separat ausgewiesen, die Berechnungen werden daher für die Chemische Industrie insgesamt durchgeführt. Da die sonstige chemische Industrie ihre Vorleistungen zu allergrößten Teilen aus der Grundstoffchemie beziehen dürfte, ist eine Übertragung des Kostenimpulses in der Grundstoffchemie auf die Chemie insgesamt näherungsweise zulässig.

Der gesamtwirtschaftliche Durchschnittspreis erhöht sich den Kalkulationen zufolge um knapp 0,05 Prozent, wenn sich die Produktionskosten bzw. die Preise in der Chemischen Industrie um ein Prozent erhöhen. Die stärksten relativen Preisveränderungen liegen bei den direkten Abnehmern chemischer Vorprodukte vor: in den Bereichen „21 Pharmazeutische Erzeugnisse“ und „22 Gummi- und Kunststoffwaren“. Der Bereich „16 Herstellung von Holzwaren“ erfährt auch einen vergleichsweise großen Effekt, spielt aber gesamtwirtschaftlich nur eine untergeordnete Rolle.

Der Impuls und die Effekte sind näherungsweise linear, so dass die maximale Kostendifferenz aus der vorherigen Abbildung in Höhe von 63 Prozent hierauf entsprechend angelegt werden kann. Zwei Beispiele aus dem Alltag: Der Preis eines Medikaments, welches vor dem Umstieg auf emissionsarme Produktionsverfahren in der Grundstoffchemie 100 Euro kostet, würde nach dem Umstieg 6,9 Cent mehr kosten ($100 \text{ Euro} \times 0,11 \% \times 63 \text{ \%-Punkte}$) (bezogen auf das Jahr 2042). Ein Personenkraftwagen im Wert von 30.000 Euro (Golf-Klasse) würde sich um knapp vier Euro verteuern.

Abbildung 51: Relative Preisveränderung in anderen Produktionsbereichen: Grundstoffchemie (HVC)
 bei einem Preisschock im Produktionsbereich Chemische Erzeugnisse (WZ08: 20) in Höhe von einem Prozent



Quellen: Eigene Berechnungen

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

5.2 Ökologische Effekte

Dieser Abschnitt behandelt ausschließlich inländische ökologische Effekte durch die Energienutzung. Aspekte sind die Freisetzung giftiger Luftschadstoffe, darunter versauernde Luftschadstoffe⁶¹ und Feinstaub, die Flächenbeanspruchung (Landnutzung) und die Bedarfe der Ressourcen Erze, Mineralien und Wasser. Diese Informationen können nicht mittels des vorhandenen Modell-Instrumentariums berechnet werden, sondern wurden aus (BMWi 2021) entnommen und umgerechnet. Dementsprechend rudimentär und qualitativ sind die Aussagen zu bewerten. Vorrangig geht es um die groben Entwicklungen des ökologischen Einflusses in Deutschland in den Entwicklungspfaden relativ zum heutigen Stand. Tabelle 35 listet schädliche Emissionen und kritische Bedarfe auf, die durch die Energienutzung, d. h. im Wesentlichen die Gewinnung und thermische Verwertung von fossilen und biogenen Brennstoffen, entstehen.

Tabelle 35: Emissionen und Bedarfe durch Energienutzung

gesamte (biogene und fossile) Brennstoffe

Kategorie	Effekt	Einheit	2015	2045	Änderung
Luftschadstoffe	Treibhausgase	Mt CO ₂ e	766	0,1±1,1	ca. -100%
	versauernde Luftschadstoffe	kt SO ₂ e	585	142±43	-76±7 %
	Feinstaub	kt PM ₁₀	34	2,5±0,3	-93±1 %
Flächenbedarf	Landnutzung	k ha	2161	573±192	-73±9 %
Ressourcenbedarfe	Erzbedarf	kt	18	2,6±0,5	-86±3 %
	Mineralienbedarf	kt	29.235	2.313±499	-92±2 %
	Wasserbedarf	kt	2.205.368	21.417±3.178	-99±0 %
(zum Vergleich)	Brennstoffeinsatz	PJ	11.867	1.368±404	-88±3 %
	davon Biomasse	PJ	1.077	1.186±403	+10±37 %

Hinweis: Unsicherheiten 2045 und bei der Änderung stammen (a) aus den ausgewerteten bestehenden externen Szenarienarbeiten (vgl. Abschnitt 4.1.2) sowie (b) aus den beiden Entwicklungspfaden (vgl. Abschnitt 4.3). Die Unsicherheiten wurden nach der Gaußschen Fehlerfortpflanzung gebildet.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von (BMWi 2021)

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Ausgewählte Luftschadstoffe, die durch die Energienutzung in Deutschland entstehen, sind Treibhausgase, versauernde Luftschadstoffe und Feinstaub (als PM₁₀). Die Emissionen versauernder Luftschadstoffe reduzieren sich zwischen 2015 und 2045 aufgrund des deutlich geänderten Brennstoffeinsatzes um im Mittel 76 %, Feinstaub um 93 %, und Treibhausgase werden netto fast vollständig vermieden.

Die territoriale Flächeninanspruchnahme durch die Energienutzung in Deutschland sinkt zwischen 2015 und 2045 ebenfalls deutlich um im Mittel 73 %. Diese wird durch die Anbaufläche von Bioenergie dominiert, während andere Erneuerbare (Solarthermie, Wasserkraft, Windkraft) trotz massiven Ausbaus selbst im Zieljahr nur geringfügig beitragen. Auch die Flächeninanspruchnahme durch Stromnetze (Freileitungen und Kabel) ist von untergeordneter Relevanz. Trotz der

⁶¹ diese sind: Schwefeldioxid (SO₂), Ammoniak (NH₃) und Stickstoffoxide (NO_x)

Ausweitung der Biomassenutzung sinkt der Flächenbedarf signifikant. Grund hierfür ist eine strukturelle Verschiebung innerhalb der Biomassen: Der Anbau flächenintensiver Biomassen (Mais, Raps, Weizen) wird aufgrund von neuen europarechtlichen Vorgaben zu den Anforderungen an die Nachhaltigkeit im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) stark reduziert oder beendet. Deren Rückgang kompensieren flächensparsamen Biomassen, im Wesentlichen Rest- und Abfallstoffe wie Restholz, Gülle und Grasschnitt.

Der Ressourcenbedarf geht im Zeitraum von 2015 bis 2045 insgesamt ebenfalls deutlich zurück. Erze bedarf es rund 86 % weniger, denn dieser Rückgang korreliert eng mit der inländischen Förderung fossiler Energieträger, welche in gleichem Maße rückläufig ist. Der Bedarf von Mineralien ist ebenfalls eng verknüpft mit dem Einsatz fossiler Energieträger, bei denen sie z. B. in Form von Kalk für die Luftfilterung benötigt werden. Für die Biomasse werden Mineralien hauptsächlich zur Düngung eingesetzt.

Die Inanspruchnahme von Wasser sinkt um 99 %. Diese enormen Einsparungen resultieren vorwiegend durch die stark rückläufige Wasserinanspruchnahme zur Kühlung thermischer Kraftwerke. Demgegenüber fällt die leicht ansteigende Wasserinanspruchnahme durch Bioenergie nicht ins Gewicht.

6 Auswirkungen, Chancen und Risiken der Entwicklungspfade

Einige Aspekte der Entwicklungspfade sind aufgrund ihrer unzureichenden stofflichen und statistischen Erfassung nicht modellgestützt abbildbar und werden in diesem Kapitel adressiert. Dies sind

- Auswirkungen der veränderten Produktionsprozesse auf Arbeitsplätze, Wertschöpfungsketten und Importabhängigkeit,
- Risiken einer geringeren Produktion bzw. eines sinkenden Wertschöpfungsanteils sowie
- Chancen durch eine erfolgreiche Sicherung von Industrieproduktion und Wettbewerbsfähigkeit.

Mittels qualitativer Analysen und Plausibilitätsüberlegungen werden – gestützt von Expert:innenwissen der Autor:innen des vorliegenden Berichts, Literaturrecherchen sowie Interviews mit Branchenvertreter:innen (Fleischanderl 2022, Löffler 2022, Rothermel 2022, Theuringer und Klatte 2022, Kleier 2022) – Hypothesen zu den oben genannten Aspekten formuliert sowie deren Implikationen für Politikinstrumente abgeleitet. Im Zuge dessen wird ebenfalls der weitere Forschungsbedarf identifiziert, der zur Verringerung der bestehenden Unsicherheiten bei der Beantwortung der Forschungsfragen notwendig ist.

Die folgenden qualitativen Analysen sind dabei in Bezug auf die Stahl- und Zementherstellung zu meist detaillierter als in Bezug auf die HVC-Produktion. Dies ist insbesondere auf die Tatsache zurückzuführen, dass es gegenwärtig deutlich mehr Literatur mit konkreten Analysen der anstehenden Transformation der Stahl- und Zementherstellung gibt als entsprechende Literatur zur Transformation der HVC-Produktion. Dies wiederum könnte auch mit der derzeit noch bestehenden relativ großen Unsicherheit über die zukünftig dominierenden HVC-Prozessrouten zusammenhängen.

6.1 Auswirkungen

6.1.1 Auswirkungen auf Arbeitsplätze und benötigte Qualifikationen

Eisen/Stahl

Die Stahlindustrie in Deutschland beschäftigte im Jahr 2020 rund 75.000 Menschen (Statistisches Bundesamt 2022b). Zwischen 2005 und 2018 sind sowohl die Anzahl der Beschäftigten in der Stahlindustrie als auch die Rohstahl-Produktionsmenge um 4 bis 5 % gesunken (WV Stahl 2016, 2021a, Statistisches Bundesamt 2006, 2019).⁶² Folglich blieb die Arbeitsproduktivität (gemessen als Anzahl der Beschäftigten gegenüber der produzierten Rohstahlmenge) in diesem Zeitraum weitgehend konstant.

⁶² Aufgrund der starken Auswirkungen der Corona-Krise auf die Stahlindustrie wurde hier nicht das Jahr 2020, sondern das Jahr 2018 als repräsentatives Jahr für die aktuelle Situation gewählt.

In den Pfaden A und B sinken die in Deutschland produzierten Rohstahlmengen bis zum Jahr 2045 gegenüber dem Vorkrisenjahr 2018 um rund 12 % (Pfad A, mit unterstellter Materialeffizienz) bzw. um rund 4 % (Pfad B, ohne unterstellte Materialeffizienz). Eine verminderte Produktionsmenge führt – ceteris paribus – auch zu einer reduzierten Beschäftigung. Allerdings werden in der Stahlindustrie in beiden Pfaden sehr weitgehende Änderungen der Prozesse der Primärstahlerzeugung unterstellt. In Pfad A sinkt der Anteil der Hochofen-Konverter-Route an der gesamten Stahlerzeugung Deutschlands von knapp 70 % im Jahr 2020 auf nur noch 18 % im Jahr 2045 (dann versehen mit Technologien zur Abscheidung von CO₂), in Pfad B sind es bis dahin nur noch 7 %. Stattdessen werden – teilweise bereits bis 2030 – große Teile der derzeitigen Hochofenkapazitäten ersetzt durch Direktreduktionsanlagen, in denen Eisenerz unter Verwendung von Erdgas oder Wasserstoff reduziert wird. Der entstehende Eisenschwamm wird anschließend in einem Elektrolichtbogenofen oder Konverter in Rohstahl umgewandelt.

Die zukünftige Entwicklung der Beschäftigung der Stahlindustrie wird folglich neben der Frage der inländischen Produktionsmengenentwicklung auch davon abhängen, wie die Arbeitsintensität der Direktreduktionsrouten gegenüber der heute dominierenden Hochofen-Konverter-Route einzuschätzen ist. Nach Einschätzung von Marcus Löffler, Leiter der Personalabteilung von Thyssenkrupp Steel, werden in den neuen Direktreduktionsanlagen (inkl. der Einschmelzer) gegenüber den heutigen Hochofen – bezogen auf identische Produktionskapazitäten der Anlagen – ähnlich viele Personen beschäftigt sein (Löffler 2022). Vertreter der Anlagenhersteller SMS group (Kleier 2022) und Primetals Technologies (Fleischanderl 2022) schätzen hingegen die Arbeitsintensität der Direktreduktionsanlagen – wegen geringerer Komplexität bzw. höherer Automatisierung – als weniger personalintensiv ein gegenüber Hochöfen – allerdings auch in Abhängigkeit des Automatisierungsgrads einer jeweiligen Neuanlage. Auch Vogl et al. (2020) weisen darauf hin, dass die anstehende Erneuerung der Anlagen der Stahlindustrie zu moderneren und stärker automatisierten Anlagen führen wird, was – ceteris paribus – zu einer abnehmenden Anzahl an Beschäftigten führen dürfte.

In der vorgelagerten Wertschöpfung werden bei einem Umstieg auf eine wasserstoffbasierte Direktreduktion in Deutschland zusätzliche Arbeitsplätze entstehen. Basierend auf Abschätzungen in LBST (2019) entstehen – bei rein inländischer Bereitstellung des grünen Wasserstoffs – pro nachgefragtem Petajoule Wasserstoff rund 55 direkte Arbeitsplätze in den Bereichen der Erzeugung, des Transports und der Speicherung von Wasserstoff.⁶³ Bei den 114 PJ, die im Jahr 2045 in Pfad A seitens der Stahlindustrie benötigt werden, könnten folglich bis zu rund 6.300 direkte Arbeitsplätze in der Wasserstoffwirtschaft mit der wasserstoffbasierten Stahlerzeugung verbunden sein. Im Fall von Pfad B wären es angesichts des höheren Wasserstoffbedarfs (171 PJ im Jahr 2045) bis zu 9.400 Arbeitsplätze. Werden zusätzlich auch die Arbeitsplätze mitgezählt, die mit der – für die Herstellung des grünen Wasserstoffs benötigten – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einhergehen, würde sich der Arbeitsplatzeffekt durch den Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie (erneut basierend auf den Abschätzungen in LBST (2019) und erneut bei einer rein

⁶³ Diese Zahlen basieren auf den Werten in LBST (2019) für das Jahr 2050 und die Szenarien H₂ 2050 -80% und H₂ 2050 -95%. Im Szenario EL 2050 -95% werden in der Studie noch mal deutlich höhere Arbeitsplatzeffekte durch die Wasserstoffnutzung ausgewiesen. In diesem Szenario wird Wasserstoff aber in hohem Maße als flexible Last zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt, weshalb die anderen beiden Szenarien repräsentativer für die Ableitung von Arbeitsplatzeffekten der Wasserstoffnachfrage in Endenergiesektoren erscheinen.

inländischen Erzeugung des Wasserstoffs) vervielfachen, auf knapp 50.000 in Pfad A und knapp 75.000 in Pfad B.⁶⁴

Auf der anderen Seite entfällt bei der wasserstoffbasierten Direktreduktion gegenüber dem Hochofen-Prozess der Bedarf nach Förderung und Aufbereitung von Kohle (in Kokereien und Pelletier- bzw. Sinteranlagen), was entlang der Wertschöpfungskette infolge der Transformation zu Beschäftigungsverlusten führt.⁶⁵ 2018 waren in Deutschland rund 950 Personen in Kokereien beschäftigt (Statistisches Bundesamt 2022c). Nach Angaben von Löffler (2022) arbeiten derzeit für die Hochöfen von Thyssenkrupp in Duisburg rund 350 Personen in Kokereien. Weitere 60 Personen arbeiten demzufolge in der Duisburger Sinteranlage von Thyssenkrupp. Diese Arbeitsplätze werden in den Pfaden A und B weitgehend entfallen, denn der Bedarf an Kohlen und Koks in der deutschen Stahlindustrie geht bis 2045 gegenüber 2020 um knapp 80 % (Pfad A) bzw. knapp 90 % (Pfad B) zurück – es verbleibt lediglich ein gewisser Bedarf in den mit CCS ausgerüsteten Hochöfen.

Für die in beiden Pfaden zusätzlich unterstellte Primärstahlerzeugung aus mit CO₂-Abscheidung und Speicherung versehenen Hochöfen nehmen Weigel et al. (2016) aufgrund des zusätzlich benötigten Abscheide-Prozesses eine höhere Arbeitsintensität gegenüber der konventionellen Hochofen-Route an. Dieser Prozess würde den Autoren zufolge aber auch stark automatisiert ablaufen und folglich nur zu wenig zusätzlicher Beschäftigung führen.

Detaillierte Studien, die die ökonomischen Zusammenhänge der Wertschöpfungsstufe von Stahl erfassen, könnten Rückschlüsse darüber erlauben, wie die erwähnten verschiedenen Effekte der Transformation der Stahlindustrie voraussichtlich auf die Gesamtzahl der in der Stahlbranche und den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen beschäftigten Personen wirken werden. Entsprechende Studien liegen unseres Wissens bisher nicht vor.

Stärker noch als die Beschäftigtenzahl in der *gesamten* Stahlindustrie und den vorgelagerten Wertschöpfungsstufen könnten sich im Zuge der Transformation die Beschäftigtenzahlen an einzelnen Standorten der Stahlindustrie verändern. Neue Direktreduktionsanlagen werden beispielsweise voraussichtlich nicht unbedingt dort errichtet, wo gegenwärtig Hochöfen betrieben werden.⁶⁶ Arbeitsplätze im Zusammenhang mit der zusätzlichen Erzeugung von Strom und Wasserstoff für Direktreduktionsanlagen werden zudem an anderen Standorten neue Arbeitsplätze schaffen als an denjenigen Standorten, an denen Arbeitsplätze aufgrund wegfallender Kohleaufbereitung bzw. Kokserzeugung verlorengehen.

Diese regionalen Beschäftigungseffekte der Transformation der Stahlindustrie sind allerdings schwierig zu prognostizieren. Sie hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, beispielsweise der je nach Region abweichenden Verfügbarkeit und Kosten von Wasserstoff, dem Ausmaß der

⁶⁴ Die indirekten, auf die Stromerzeugung zurückzuführenden Arbeitsplätze in Deutschland würden bei einem Teil-Import des Wasserstoffs proportional sinken (also beispielsweise um 50 %, falls die Hälfte des im Stahlsektors genutzten Wasserstoffs importiert werden würde). Die direkten Arbeitsplatzeffekte in der Wasserstoffwirtschaft würden hingegen voraussichtlich unterproportional sinken, da die Speicherung und der Transport von Wasserstoff (beides auch für importierten Wasserstoff notwendig) nach LBST (2019) fast zwei Drittel der direkten Arbeitsplatzeffekte ausmachen. Im Rahmen der in diesem Bericht erstellten Pfade A und B wurden für die Wasserstoff-Importquote (insgesamt oder auch speziell für den Stahlsektor) keine expliziten Annahmen getroffen.

⁶⁵ Auf der anderen Seite ist es denkbar, dass das für die Direktreduktionsroute notwendige Pelletieren des Eisenerzes zukünftig – zumindest in einzelnen Fällen – an den Standorten der Direktreduktionsanlagen in Deutschland erfolgen wird. Dies könnte die durch den Wegfall der Kohlenutzung entstehenden Beschäftigungsverluste teilweise kompensieren. (Gegenwärtig findet das Pelletieren des Eisenerzes überwiegend an den Standorten der Erzförderung statt.)

⁶⁶ So gibt es Pläne von ArcelorMittal (2021), zukünftig am Standort Hamburg Eisenschwamm in wasserstoffbetriebenen Direktreduktionsanlagen zu erzeugen und diesen zur Weiterverarbeitung zum Standort Duisburg zu transportieren, an dem gegenwärtig noch hochofenbasiertes Roheisen verwendet wird. Auch in Wilhelmshaven, das derzeit kein Stahlstandort ist, könnte zukünftig eine Direktreduktionsanlage errichtet werden (IWR 2021).

weiteren wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeit von Anlagen an bestehenden Standorten (z. B. Walzwerken) oder auch der ebenfalls regional unterschiedlichen Geschwindigkeit des Aufbaus neuer Infrastrukturen.

Bezüglich der zukünftig benötigten beruflichen Qualifikationen in der Stahlindustrie sind insbesondere aufgrund des erwarteten weitgehenden Wechsels bei der Primärstahlproduktion zu Erzeugungsrouten mit Direktreduktionsverfahren Veränderungen zu erwarten. Die Arbeitsschritte in Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen (EAFs) bzw. Elektro-Reduktionsöfen (SAFs) werden sich in Teilen unterscheiden von den Arbeitsschritten der Hochofen-Konverter-Route. Auch ein höherer Automatisierungsgrad mit entsprechend neuen Anforderungen für die Bedienung der neuen Anlagen ist zukünftig zu erwarten.

Nach Einschätzung von Löffler (2022) wird jedoch ein großer Teil des Qualifikationsbedarfs der Beschäftigten in zukünftigen Direktreduktionsanlagen sehr ähnlich den heute benötigten Qualifikationsanforderungen in der Hochofen-Konverter-Route sein. Beispielsweise würden auch in Direktreduktionsanlagen Verfahrenstechnolog:innen oder Produktionsmitarbeiter:innen benötigt. Vielfach seien daher keine grundlegend anderen Berufsbilder bzw. Ausbildungen notwendig, sondern es werde eher einen Bedarf an Zusatzqualifikationen geben, z. B. hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff (Stichwort "Gefahrstoff"). Ein Bedarf an Neueinstellungen – inkl. der Herausforderung ergibt sich nach Löffler (2022) eher durch die bestehende Altersstruktur der Beschäftigten in der Stahlbranche, weniger durch die Umstellung der Prozessroute. Analog ist auch das Finden von qualifizierten Personen laut Herrn Löffler grundsätzlich – d. h. weitgehend unabhängig von der Transformation – schwierig.

Alexander Fleischanderl (2022) vom Anlagenhersteller Primetals Technologies weist hingegen darauf hin, dass die neuen Anlagen einen höheren Automatisierungs- bzw. Digitalisierungsgrad aufweisen, was eine Herausforderung für die Aus- und Weiterbildung der benötigten Fachkräfte darstellen würde.

Ein besseres Verständnis über diejenigen Qualifikationen, die zukünftig *weiterhin* benötigt werden und diejenigen Qualifikationen, die infolge der Transformation der Stahlindustrie *zusätzlich* benötigt werden, ist für Politik, Unternehmen und Beschäftigte von hoher Bedeutung. Dies gilt umso mehr, als dass nach vorliegenden Szenarien und Unternehmensplänen bereits in den kommenden Jahren der schrittweise Wechsel weg von der Hochofen-Route beginnen wird. Ein solches Verständnis könnte Arbeiterinnen und Arbeitern der Stahlbranchen Hilfestellungen geben hinsichtlich ihrer zukünftigen Perspektive in der Stahlbranche und der in den nächsten Jahren benötigten Weiterbildungsmaßnahmen. Uns ist nicht bekannt, dass entsprechende Untersuchungen vorliegen.⁶⁷

Zement

In den Betrieben der Zementindustrie waren im Jahr 2020 in Deutschland rund 7.900 Menschen beschäftigt, mit Produktionsschwerpunkten im Westen und im Süden Deutschlands (VDZ 2021a). Zwischen 2005 und 2020 ist die Anzahl der Beschäftigten in dieser Branche leicht angestiegen (um 4 %). Im gleichen Zeitraum ist die Produktionsmenge stärker angestiegen (+ 14 %) (VDZ 2021a, VDZ 2014, BDZ 2009), so dass die Anzahl der Beschäftigten pro produzierter Menge Zement um 10 % gesunken ist. Dabei ist anzumerken, dass insbesondere die Produktionsmenge

⁶⁷ Allerdings befindet sich gegenwärtig im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung und mit Unterstützung der IG Metall eine Studie in Arbeit (Auftragnehmer: Q&A Unternehmensberatungs GmbH), die die Arbeitsplatzeffekte der Transformation der Stahlindustrie genauer untersucht und voraussichtlich Ende des Jahres 2022 veröffentlicht wird (E-Mail-Korrespondenz mit Daniela Jansen von der IG Metall im Juli 2022).

stark abhängig von konjunkturellen Schwankungen ist. So lag die Zementproduktion im Jahr 2020 lediglich 6 % höher, wenn als Vergleichsjahr 2006 gewählt wird.

In den Pfaden A und B wird es in den nächsten 20 bis 25 Jahren zu gegensätzlichen Wirkungen auf die Anzahl der Beschäftigten in der Zementindustrie kommen: Auf der einen Seite nimmt die in Deutschland produzierte Menge an Zement annahmegemäß zwischen 2020 und 2045 moderat ab (um 12 % in Pfad A und um 9 % in Pfad B) und es ist zudem mit weiteren Produktivitätsfortschritten zu rechnen – unter anderem infolge einer weiter zunehmenden Automatisierung der Produktionssteuerung. Auf der anderen Seite gewinnt aber der Prozess der Zementherstellung in beiden Pfaden durch die Anstrengungen zur Treibhausgasminderung an Komplexität.

So führt die in den Pfaden unterstellte Ausstattung eines Großteils der deutschen Zementwerke mit CO₂-Abscheidetechnologie zu einem neuen Verfahrensschritt. Dieser Verfahrensschritt, der derzeitige Schritte in der Zementherstellung nicht ersetzt, sondern um einen weiteren Schritt ergänzt, muss betrieben und gewartet werden, was mit einem zusätzlichen Personalaufwand einhergeht. (Dabei ist davon auszugehen, dass – pro Einheit CO₂ – der Personalaufwand für die Abscheidung von CO₂ an Zementöfen aufgrund der größeren Anzahl an Einzelanlagen größer sein wird als bei einer Abscheidung von CO₂ an Hochöfen.) Auch die in den Pfaden angenommene zunehmende Verwendung von Klinkerersatzstoffen und neuen Bindemitteln könnte aufgrund geringerer Erfahrungen sowie kleinerer Mengen (und entsprechend geringerer Skaleneffekte) zu einer Erhöhung der Beschäftigungsintensität in diesem Teilbereich führen. Die zusätzlichen Aufwände durch CO₂-Abscheidung, Klinkerersatzstoffe und neue Bindemittel könnten zukünftige Beschäftigungsverluste, die durch abnehmende Produktionsmengen und zunehmende Arbeitsproduktivität zu erwarten sind, zumindest zum Teil kompensieren.

Ob sich der Personalbedarf pro erzeugter Zementmenge durch die Transformation verändern wird, ist auch für Dr.-Ing. Karl Lampe, Leiter für Prozesstechnologien im Bereich Zement bei Thyssenkrupp Industrial Solutions, noch unklar. Lampe (2022) weist aber auf die Potenziale für neue Produkte und Arbeitsplätze hin, die sich zukünftig – außerhalb der Zementindustrie – aus der Nutzung bzw. Speicherung des CO₂ ergeben könnten.

Bezüglich der beruflichen Qualifikation ist in den Pfaden A und B für Teile der Beschäftigten nicht mit sich stark verändernden Anforderungen zu rechnen.⁶⁸ Denn die bisherigen Produktionsschritte (Rohstoffgewinnung, Rohmahlung, Kalzinierung, Sinterung, Zementmahlung und Vermischung zum Endprodukt) werden voraussichtlich auch für die zukünftige Zementherstellung notwendig sein. Laut Lampe (2022) wird im Zuge der Transformation jedoch der Komplexitätsgrad der Zementherstellung zunehmen, beispielsweise wird es höhere sicherheitstechnische Anforderungen und einhergehende Überwachungsbedarfe geben, wenn im Rahmen der Nutzung der Oxyfuel-Technologie der Verbrennungsprozess mit (annähernd) reinem Sauerstoff statt mit Luft durchgeführt wird. Auch eine mit der neuen Anlagentechnik einhergehende deutlich stärkere Digitalisierung wird entsprechende Anforderungen an das Qualifikationsprofil des Personals stellen. Insofern erwartet Lampe (2022) zukünftig in der Zementindustrie einen höheren Bedarf an gut qualifiziertem Personal.

Für eine genauere Abschätzung sowohl der Arbeitsplatzeffekte als auch der Qualifikationsanforderungen im Zuge einer solchen Transformation bedarf es jedoch detaillierter Studien, die nach unserem Wissen bisher für die Zementindustrie nicht vorliegen. Da die Pfade A und B wie andere vorliegende Szenariostudien erst Ende der 2020er Jahre einen langsamen Einstieg in die CO₂-

⁶⁸ Selbstverständlich wird es aber auch in Zukunft insbesondere für bestimmte Teile der Beschäftigten einen Bedarf an kontinuierlichen Fortbildungsmaßnahmen geben, unter anderem infolge einer weiter zunehmenden Automatisierung der Produktionssteuerung.

Abscheidung vorsehen und auch neue Bindemittel annahmegemäß nur langsam an Relevanz gewinnen werden, ist die Vorbereitung auf neue Qualifikationsanforderungen bei der Zementindustrie voraussichtlich noch nicht so zeitkritisch wie beispielsweise in der Stahlindustrie. Für letztere werden bereits in der zweiten Hälfte des laufenden Jahrzehnts Umstellungen der Produktionsprozesse in relevantem Umfang für möglich gehalten (siehe oben).

HVC

Die Produktion von High-Value-Chemicals (HVC) ist in Deutschland zwischen 2005 und 2020 um rund 12 % zurückgegangen (VCI 2021a, VCI 2013). Der Großteil dieses Rückgangs erfolgte dabei zwischen 2017 und 2020. Weder in der amtlichen Statistik noch in der Statistik des Verbands der Chemischen Industrie (VCI) werden Beschäftigtenzahlen separat für die HVC-Produktion ausgewiesen.⁶⁹

In den Pfaden A und B wird zwischen 2020 und 2045 ein weiterer Rückgang der inländischen HVC-Produktion um 9 Prozent unterstellt. Die entsprechend reduzierte Produktionsmenge führt – ceteris paribus – auch zu einer geringeren Anzahl an Beschäftigten. Allerdings kommt es in beiden Pfaden bis 2045 zu deutlichen Veränderungen bei den Feedstock-Quellen für die HVC-Produktion.⁷⁰ Diese Veränderungen werden voraussichtlich in Hinsicht auf Niveau und Qualifikationsanforderungen gegenüber der heutigen Feedstock-Bereitstellung zu Beschäftigungseffekten führen.

In Pfad A wird im Jahr 2045 fast der gesamte benötigte Feedstock inländisch erzeugt, insbesondere auf Basis von Altplastik (über Pyrolyse) sowie auf Basis von Biomasse oder Wasserstoff und abgeschiedenem CO₂ (über die MtO/MtA- und auch die Fischer-Tropsch-Routen). Die inländische Erzeugung dieser CO₂-neutralen Feedstocks dürfte (bezogen auf eine Feedstock-Energiemenge) über die gesamte Wertschöpfungskette in Deutschland mehr Arbeitsplätze schaffen als die gegenwärtig dominierende Bereitstellung von Feedstocks, die ganz überwiegend auf Basis importierter fossiler Energieträger erfolgt. So ist für eine entsprechende Feedstock-Bereitstellung unter anderem die Aufbereitung von Plastikabfällen, der Anbau von Biomasse sowie die Erzeugung von Wasserstoff auf Basis von grünem Strom notwendig. Demgegenüber steht aber ein Verlust bestehender Arbeitsplätze in den Raffinerien.⁷¹ Studien mit quantitativen Vergleichen der Arbeitsintensität der verschiedenen Feedstocks liegen unseres Wissens bisher nicht vor.

Diese quantitativen Arbeitsplatzeffekte könnten unter anderem davon abhängen, ob die zukünftige Erzeugung grüner Feedstocks eher zentral, also in wenigen großen Anlagen oder aber eher dezentral, in vielen kleineren Anlagen erfolgen wird. Dies ist derzeit eine noch offene Frage (Rothermel 2022).

In Pfad B wird auch im Jahr 2045 noch knapp ein Drittel der benötigten Feedstocks in Form von konventionellem sowie synthetischem Naphtha importiert. Insgesamt dürfte dieser Pfad aufgrund der deutlich höheren Feedstock-Importquote gegenüber Pfad A mit weniger inländischer

⁶⁹ In der Sparte „Chemische Grundstoffe“, die über die HVC-Produktion hinausgeht, waren 2020 ca. 183.000 Personen beschäftigt (VCI 2021a) – ein Anstieg von 11 Prozent gegenüber 2005 (VCI 2021a, 2013).

⁷⁰ In dem Zuge verändert sich auch die Zusammensetzung des HVC-Outputs. So bleibt die Produktion von Olefinen zwischen 2020 und 2045 nahezu konstant, während die Produktion von Aromaten um knapp 40 % zurückgeht.

⁷¹ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zukünftig erwarteten Arbeitsplatzverluste in den Raffinerien hauptsächlich eine Folge der rückläufigen Nachfrage nach Kraftstoffen im Verkehrssektor sein werden. Die Produktion von fossilem Naphtha, das gegenwärtig als Nebenprodukt der Kraftstoffherstellung anfällt, wird zukünftig also allein wegen der Veränderungen im Verkehrssektor rückläufig sein.

Wertschöpfung und weniger inländischer Beschäftigung einhergehen – zumindest im Bereich der HVC-Produktion und seiner vorgelagerten Wertschöpfungsketten.⁷²

Da Veränderungen bei der Feedstock-Bereitstellung in beiden Pfaden im Wesentlichen erst ab Anfang der 2030er Jahre eintreten, sind betriebliche und volkswirtschaftliche Anpassungsmaßnahmen in Bezug auf Beschäftigungshöhe und Qualifikationsprofile weniger akut als in der Stahlindustrie, deren Transformation nach Unternehmensplänen und Szenarien bereits in den kommenden Jahren angestoßen werden soll.

Neben den Veränderungen bei den Feedstocks kommt es in beiden Pfaden ab Ende der 2020er Jahre auch zu einem kontinuierlichen Anstieg der Nutzung strombetriebener Steamcracker. Diese erreichen im Jahr 2045 in Pfad A einen Anteil von 95 Prozent und in Pfad B von 80 Prozent der in Deutschland installierten Anlagenkapazität. Es liegen derzeit nach unserem Wissen keine Studien vor, die abschätzen, ob mit diesem Wechsel hin zu elektrischen Steamcrackern (und einem möglicherweise durch die neuen Anlagen einhergehenden höheren Automatisierungsgrad) bedeutende Veränderungen bei der Arbeitsintensität oder den Qualifikationsanforderungen einhergehen werden. Zusätzlich werden in Pfad B die konventionellen Steamcracker, die dort 2045 noch 20 Prozent der Kapazität ausmachen, mit CCS ausgerüstet, was mit einem gewissen Arbeitsplatz-Mehrbedarf und speziellen Qualifikationsanforderungen einhergehen dürfte.

Übersicht über die Arbeitsplatzeffekte verschiedener Veränderungen in den Pfaden A und B

Die folgenden Tabellen fassen – gesondert für die Stahlerzeugung, Zementproduktion und HVC-Produktion – die oben beschriebenen zukünftigen Arbeitsplatzeffekte zusammen, die im Vergleich zum gegenwärtigen Beschäftigungsniveau im Falle einer erfolgreichen Transformation der deutschen Grundstoffindustrie entsprechend der Pfade A bzw. B zu erwarten sind. Dabei wird die isolierte Wirkung der einzelnen Effekte auf die Anzahl der in Deutschland beschäftigten Personen in Deutschland zum einen für die entsprechenden Branchen selbst, und zum anderen für die jeweiligen vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungsstufen qualitativ abgeschätzt.

⁷² Allerdings werden die spezifischen HVC-Kosten in Pfad B im Jahr 2045 um rund 20 % niedriger abgeschätzt als die entsprechenden Kosten in Pfad A. Es ist denkbar, dass diese günstigeren HVC-Bereitstellungskosten in Pfad B zu positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in nachgelagerten Branchen führen werden. Für eine genauere Abschätzung dieser Effekte wäre eine umfassende makroökonomische Modellierung notwendig.

Tabelle 36: Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der Stahlindustrie durch die Transformation
sowie in vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen

Veränderung in den Pfaden A und/oder B bis 2045	Auswirkungen auf die Anzahl der Arbeitsplätze (2045 gegenüber heute)		Kommentar
	in der Roheisen- und Stahlerzeugung	in der vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungskette	
Leicht rückläufige inländische Rohstahlproduktion	Rückgang	Rückgang	Rückgang der Rohstahlproduktion zwischen 2018 und 2045 um 12 % (Pfad A) bzw. 4 % (Pfad B)
Umstellung eines Großteils der Primärstahlerzeugung auf wasserstoffbasierte Direktreduktion	Voraussichtlich keine wesentlichen Änderungen (evtl. leichter Rückgang wegen höherer Automatisierung)	Deutlicher Anstieg	Arbeitsplatzverluste in Kokereien und Sinteranlagen werden durch neu entstehende Arbeitsplätze im Anlagen- und Maschinenbau sowie insbesondere in der Wasserstoffwirtschaft deutlich überkompensiert
Einsatz von CCS/CCU an verbleibenden Hochöfen	Leichter Anstieg	Anstieg	Neue Arbeitsplätze (voraussichtlich in begrenztem Umfang) entstehen in der Stahlindustrie wegen Anwendung des zusätzlichen Verfahrens der CO ₂ -Abscheidung; neue Arbeitsplätze zudem sowohl im Anlagenbau als auch bei CO ₂ -Transport, -Speicherung und -Nutzung

grün: Anstieg, rot: Rückgang, grau: keine (wesentliche) Änderung

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 37: Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der Zementindustrie durch die Transformation
sowie in vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen

Veränderung in den Pfaden A und/oder B bis 2045	Auswirkungen auf die Anzahl der Arbeitsplätze (2045 gegenüber heute)		Kommentar
	in der Zementproduktion	in der vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungskette	
Leicht rückläufige inländische Zementproduktion	Rückgang	Rückgang	Rückgang der Zementproduktion zwischen 2020 und 2045 um 12 % (Pfad A) bzw. 9 % (Pfad B)
Weitere Automatisierung der Produktionsabläufe im Zementwerk	Rückgang	Keine wesentlichen Änderungen	
Einführung von CO ₂ -Abscheidetechnologie an den Standorten der meisten Zementwerke	Anstieg	Deutlicher Anstieg	Bei den Zementwerken entsteht neuer Personalaufwand durch den zusätzlichen Verfahrensschritt; im Anlagenbau entstehen neue Arbeitsplätze durch den zusätzlichen Anlagenbedarf; zudem entstehen neue Arbeitsplätze im Bereich CO ₂ -Transport, -Speicherung und -Nutzung.
Zunehmende Verwendung neuer Bindemittel	Anstieg	Anstieg	Neue Bindemittel erhöhen Komplexität der Zementherstellung und erfordern z. T. neue bzw. angepasste Anlagen (dadurch Arbeitsplatzeffekte im Anlagenbau)

grün: Anstieg, rot: Rückgang, grau: keine (wesentliche) Änderung

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Tabelle 38: Erwartete Arbeitsplatzeffekte in der HVC-Produktion durch die Transformation
sowie in vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen

Veränderung in den Pfaden A und/oder B bis 2045	Auswirkungen auf die Anzahl der Arbeitsplätze (2045 gegenüber heute)		Kommentar
	in der HVC-Produktion	in der vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungskette	
Leicht rückläufige inländische HVC-Produktion	Rückgang	Rückgang	Rückgang zw. 2020 und 2045 um 7 %
Umstellung der primär eingesetzten Feedstocks auf eine in großen Teilen heimische Basis	Keine wesentlichen Änderungen	Deutlicher Anstieg (in der Summe)	Altplastik und Biomasse sowie Teile des eingesetzten Wasserstoffs werden heimisch bereitgestellt; deren Produktion wird voraussichtlich deutlich mehr Arbeitsplätze schaffen als inländisch (v. a. in Raffinerien) durch deutlichen Rückgang des fossilen Feedstock-Bedarfs verlorengehen
Weitgehender Umstieg auf elektrische Steamcracker	Vermutlich keine wesentlichen Änderungen	Anstieg	Anstieg in der vorgelagerten Wertschöpfungskette wahrscheinlich, da große Mengen (von überwiegend inländisch erzeugtem) Strom zusätzlich benötigt werden
Einsatz von CCUS an verbleibenden konventionellen Steamcrackern	Leichter Anstieg	Anstieg	Neue Arbeitsplätze (voraussichtlich in begrenztem Umfang) in der HVC-Produktion wegen Anwendung des zusätzlichen Verfahrens der CO ₂ -Abscheidung; neue Arbeitsplätze zudem sowohl im Anlagenbau als auch bei CO ₂ -Transport, -Speicherung und -Nutzung

grün: Anstieg, rot: Rückgang, grau: keine (wesentliche) Änderung

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

Es zeigt sich, dass in den Branchen selbst insbesondere infolge erwarteter (moderater) Produktionsrückgänge sowie einer verstärkten Automatisierung gewisse Arbeitsplatzverluste möglich sind. Ob diese Verluste in den Branchen durch ebenfalls absehbare gegensätzliche Effekte (durch komplexere Produktionsverfahren wie im Falle des Einsatzes von CO₂-Abscheidung) vollständig kompensiert werden können, ist nach derzeitigem Kenntnisstand und auch aus Sicht der interviewten Experten (Fleischhanderl 2022, Kleier 2022, Lampe 2022) noch nicht abschätzbar.

In den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsketten scheinen hingegen deutlich die positiven Arbeitsplatzeffekte zu überwiegen, sollte bis 2045 die Transformation der betrachteten Grundstoffindustrien entsprechend der Pfade A oder B gelingen. Diese positiven Arbeitsplatzeffekte hängen im Wesentlichen damit zusammen, dass durch die Transformation ein großer Teil des gegenwärtig noch importierten Energie- und Feedstockbedarfs durch heimisch erzeugte Energieträger und Feedstocks ersetzt werden wird. Durch diesen zusätzlichen Bedarf an heimischen Energieträgern und Feedstocks entstehen in den vorgelagerten Wertschöpfungsketten insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien, der Wasserstoffwirtschaft und der Recyclingwirtschaft zahlreiche neue Arbeitsplätze. Hinzu kommen in den nachgelagerten Wertschöpfungsketten zusätzliche Arbeitsplätze durch den Transport und die Speicherung bzw. Nutzung von abgeschiedenem CO₂.

Wichtige offene Forschungsfragen

In Bezug auf die durch die Transformation zu erwartenden Arbeitsplatzeffekte und mögliche Änderung in den Qualifikationsanforderungen der Beschäftigten der Grundstoffindustrie sind noch eine Reihe von Fragen offen, die unter anderem durch folgende Forschungsaktivitäten adressiert werden könnten:

- Makroökonomische Modellierung zu den zu erwartenden gesamtwirtschaftlichen Effekten der Transformation in der Grundstoffindustrie (Wertschöpfung, Arbeitsplatzeffekte), ggf. für unterschiedliche Annahmen zu den zukünftigen Produktionsmengen in Deutschland (s. beispielhaft Limbers und Böhmer 2022).
- Regionalwirtschaftliche Untersuchungen der möglichen ökonomischen Auswirkungen für spezielle Regionen bzw. industrieller Cluster.
- Untersuchungen zu den zukünftigen Qualifikationsanforderungen einer klimaneutralen Produktion von Zement, Stahl und HVCs. Wie werden sich diese Anforderungen voraussichtlich im Zeitverlauf mit einem zunehmenden Umstieg auf neue Produktionsprozesse verändern? Inwieweit und mit welchen Fortbildungen können Arbeiterinnen und Arbeiter mit bisherigen und zukünftig nicht mehr (in gleichem Umfang) benötigte Qualifikationen umgeschult werden, um die neuen Anforderungen erfüllen zu können?

6.1.2 Wechselwirkungen entlang der Wertschöpfungsketten und mit anderen Branchen

Eisen/Stahl

Die **Hüttensandbereitstellung** v. a. an die Zementindustrie wird sich infolge der Transformation sukzessive und bis 2045 sehr deutlich reduziert haben. Die Möglichkeit der Nutzung von Elektrostahlwerksschlacke für die Zementherstellung wird derzeit in mehreren Forschungsprojekten untersucht (z. B. im Projekt „SaveCO₂“⁷³), wird aber voraussichtlich keinen vollständigen Ersatz des Hüttensandes ermöglichen. Dies führt bei der Zementindustrie zu der Herausforderung, dass

⁷³ Weitere Informationen zu diesem Forschungsprojekt finden sich unter https://www.uni-due.de/mus/proj_saveco2.php.

entweder der Klinkeranteil am Zement erhöht werden muss (verbunden mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen), Zemente mit hohem Kalksteinanteil (z. B. CEM II/B) gezielt dort angewendet werden müssen, wo dies zugelassen ist, oder aber verstärkt Klinkerersatzstoffe (wie calcinierte Tone) genutzt werden müssen.

Durch den weitgehenden Wechsel von der Hochofen-Route auf die DRI-EAF/SAF-Route wird es zudem zu einem deutlich abnehmenden Bedarf an Koks und damit auch zu einem **Bedeutungsverlust von Kokereien und Pelletier- bzw. Sinteranlagen** kommen.

Infolge der Transformation der Stahlerzeugung wird hochwertiger (d. h. nicht kontaminierter) Schrott als emissionsfreie Eisenquelle zukünftig voraussichtlich deutlich an Wert gewinnen, da er direkt Stahl aus der (teureren) Primärerzeugung ersetzen kann. Damit steigt auch der Anreiz, **sortenreine Schrotte** zurückzugewinnen.

Bezüglich der zukünftigen Wechselwirkungen mit dem Energiesystem ist nicht zuletzt der deutlich **steigende direkte und indirekte Strombedarf** der DRI-EAF/SAF-Route relevant. Der hohe Wasserstoffbedarf dieser Route führt zu einem hohen indirekten Strommehrbedarf über die Elektrolyseure und zudem stellen die EAFs und SAFs bedeutende neue Stromverbraucher dar. Im Falle der SAFs wird nach Einschätzung von Theuringer und Klatt (2022) aus technischen Gründen ein kontinuierlicher Betrieb und damit auch ein durchgehender (Grundlast-) Strombezug notwendig sein. Die EAFs können hingegen aus technischer Sicht grundsätzlich flexibel betrieben werden und somit (ggf. über Strompreissignale) die Einbindung hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das Stromsystem unterstützen. Ob ein flexibler Betrieb der EAFs angesichts eines dann (bei gegebener Produktionsmenge) höheren Kapazitätsbedarfs aber tatsächlich umgesetzt werden kann und falls ja in welchem Umfang, wird von den ökonomischen Rahmenbedingungen (u. a. von den Unterschieden beim Strompreis im Zeitverlauf) abhängen.

Ein zusätzlicher indirekter Strombedarf entsteht infolge des hohen Wasserstoffbedarfs der DRI-Anlagen. Soweit dieser Wasserstoff zukünftig inländisch auf Basis von grünem Strom hergestellt wird, besteht hier ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial für das Stromsystem. Die Elektrolyseure können (und werden vorliegenden Szenariostudien zufolge) zukünftig zu Zeiten einer knappen Verfügbarkeit von Strom – und damit hoher Großhandelspreise – ihren Betrieb einstellen bzw. reduzieren.

Zement

Durch den bis 2045 angenommenen **Rückgang des Klinkerbedarfs** werden zukünftig voraussichtlich weniger Öfen betrieben werden, d. h. einige Öfen werden spätestens beim Erreichen ihrer technischen Lebensdauer nicht reinvestiert. Die Anbindungsmöglichkeit an eine CO₂-Infrastruktur wird wahrscheinlich einen wichtigen Standortfaktor bei der Entscheidung darstellen, ob ein Ofen weiter betrieben bzw. reinvestiert wird oder nicht. Zur Minderung der Kosten der CO₂-Infrastruktur ist in dem Zusammenhang mit einer gewissen räumlichen Konzentration der Klinkerherstellung zu rechnen. Dies könnte zu einer stärkeren räumlichen Konzentration des Kalksteinabbaus sowie zu einem erhöhten Bedarf an Klinkertransporten (Rückwirkungen auf den **Verkehrssektor**) führen.

Die in den Pfaden vorgesehene Nutzung calcinierter Tone erfordert deren **Abbau in entsprechend geeigneten Lagerstätten**. Es besteht aber ggf. auch die Möglichkeit, diese Tone zu importieren; dies müsste genauer geprüft werden.

Der in den Pfaden angenommene steigende Einsatz abfallbasierter Brennstoffe führt zu Wechselwirkungen mit der **Abfallwirtschaft** und könnte auch zu einer Nutzungskonkurrenz mit der **chemischen Industrie** führen. Denn dort wird chemisches Recycling zukünftig voraussichtlich eine Rolle spielen und Abfallfraktionen, die heute für die Zementindustrie gut nutzbar sind, könnten zukünftig auch in Anlagen zum chemischen Recycling genutzt werden.

Insbesondere in Pfad A, in dem stark auf Oxyfuel-CCS-Technologie gesetzt wird, könnte der für die CO₂-Abscheidung benötigte Sauerstoff – sofern dies in einzelnen Fällen logistisch möglich ist – aus Elektrolyseuren kommen, bei denen Sauerstoff als Nebenprodukt der Wasserstofferzeugung anfällt. Auf diese Weise könnte es zu einer Synergie zwischen der Zementherstellung und der **Wasserstoff-Elektrolyse** kommen.⁷⁴

Zukünftig wird die Zementindustrie grundsätzlich auch die Möglichkeit haben, die im Prozess der Zementherstellung abgeschiedenen CO₂-Mengen anderen Branchen zur Verfügung zu stellen, falls es eine entsprechende **CO₂-Nachfrage** geben wird. Diese Nachfrage könnte insbesondere aus der chemischen Industrie bzw. aus dem Kraftstoffsektor kommen, beispielsweise für die Herstellung von Methanol oder Kohlenwasserstoffen (z. B. Naphtha, Kerosin).

Schließlich wären im Zuge der Transformation der Zementindustrie auch Wechselwirkungen mit der Bauwirtschaft wünschenswert bzw. notwendig, um die Anforderungen des Bauwesens zukünftig mit einem stärker diversifizierten Portfolio von (z. T. weniger CO₂-intensiven) Zementarten befriedigen zu können und um betoneffizienter bauen zu können – unter anderem durch die Verwendung von Holz statt Zement (wie dies in Pfad A angenommen wird) oder auch durch schlankere Strukturen infolge der Nutzung alternativer Bewehrungen (z. B. Carbon, Basalt) und einer stärker auf Ressourcen- und CO₂-Effizienz ausgerichteten Bauplanung. Diese Wechselwirkungen mit der Bauwirtschaft wurden zuletzt in einem vom Umweltbundesamt geförderten Forschungsprojekt (Dekarblnd⁷⁵) unter Beteiligung von Akteur:innen unter anderem der Zementindustrie und der Bauwirtschaft näher untersucht. Die Erkenntnisse aus diesem Projekt werden voraussichtlich im Laufe des Jahres 2023 vom Umweltbundesamt veröffentlicht.

HVC

Die in den beiden Pfaden A und B beschriebene Transformation der HVC-Produktion wird starke Auswirkungen auf die vorgelagerte Wertschöpfung in den **Raffinerien** im In- und Ausland haben. Diese werden insbesondere ab Anfang der 2030er Jahre immer weniger fossil-basiertes Naphtha absetzen können und werden stattdessen zunehmend synthetische Feedstocks liefern müssen, u. a. grünes Naphtha. Dabei ist zu beachten, dass sich die Raffinerien ohnehin aufgrund stark rückläufiger Kraftstoffnachfrage infolge der Verkehrswende auf weitgehende Umstrukturierungen und Kapazitätsrückgänge einstellen müssen. Die Produktion synthetischer Feedstocks für eine klimaneutrale HVC-Produktion könnte für diese somit eine Chance zur Neuaufstellung darstellen.

Gleichzeitig steigt der **Strombedarf** für die HVC-Produktion deutlich an, zum einen wegen der in den Pfaden A und B angenommenen zunehmenden Nutzung elektrischer Steamcracker, zum anderen durch den stark steigenden und zukünftig durch Elektrolyse bereitgestellten Wasserstoffbedarf – u. a. für die MtO-Produktion in Pfad A sowie für die Pyrolyse in beiden Pfaden. Elektrolyseure lassen sich dabei grundsätzlich zeitlich flexibel betreiben, so dass diese Verbraucher – bei entsprechenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – zur Stabilisierung des zukünftig sehr

⁷⁴ Im Rahmen des Reallabor-Projekts „Westküste 100“ wurde kürzlich eine Machbarkeitsstudie für die Nutzung von Sauerstoff aus der Wasserstoff-Elektrolyse an einem mit Oxyfuel-Verfahren ausgerüsteten Zementwerk durchgeführt (Holcim 2021).

⁷⁵ Weitere Informationen zu diesem Forschungsprojekt finden sich hier: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/competence-center/energietechnologien-energiesysteme/projekte/dekarbonisierung-industrielle-produktion.html>.

stark auf fluktuierenden erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems werden beitragen können. Im Fall von elektrischen Steamcrackern wird ein flexibles An- und Abschalten aufgrund technischer Restriktionen als nicht plausibel eingeschätzt (Rothermel 2022).

Das in beiden Pfaden angenommene intensiviert Kunststoffrecycling (u. a. in Form von chemischem Recycling) kann durch Anpassungen **der Abfallwirtschaft und der kunststoffverarbeitenden Industrie** gefördert werden. So würde ein Produktdesign, das eine leichte Trennbarkeit bzw. stärkere Separation unterschiedlicher Kunststoffe ermöglicht und von vornherein mitdenkt, die Potenziale des Kunststoffrecyclings leichter erschließbar machen.

Branchenübergreifende Wechselwirkungen

Allgemein ist davon auszugehen, dass der **Maschinen- und Anlagenbau** von einer Umsetzung der in den Pfaden A und B beschriebenen Transformation deutlich profitieren würde. Denn beide Pfade zeichnen sich durch einen hohen Anlagen-Erneuerungsbedarf in den kommenden gut zwei Jahrzehnten aus. Ein solcher Erneuerungsbedarf ist in der Grundstoffindustrie zwangsläufig notwendig, um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erreichen zu können.

So kommt es in der Stahlindustrie in beiden Pfaden zu einem umfangreichen Neubau von DRI-Anlagen sowie von EAF- bzw. SAF-Anlagen (stärker in Pfad B als in Pfad A). Zusätzlich ist in den Pfaden die Ausrüstung von längerfristig noch betriebenen Hochöfen mit CCS-Technologie notwendig (stärker in Pfad A als in Pfad B). An den Zementwerken werden in beiden Pfaden insbesondere zusätzliche Anlagen zur CO₂-Abscheidung installiert werden müssen. Aber auch für die zukünftige Nutzung neuer Bindemittel wird nach Lampe (2022) neuartige Maschinenteknik aufgrund anderer Anforderungen an die mechanische Aufbereitung benötigt. In der HVC-Produktion wird eine Umrüstung bestehender Steamcracker von fossiler Befeuerung auf elektrische Öfen notwendig sein, zusätzlich kommt es zu einem Neubau von Pyrolyse-, MtO-/MtA-Anlagen und Fischer-Tropsch-Anlagen. Zwar wären Neuinvestitionen auch im Falle einer Referenzentwicklung (ohne Klimaschutzanstrengungen) notwendig, allerdings wird die Wertschöpfung für den Maschinen- und Anlagenbau in den Pfaden A und B deutlich höher liegen als in einem Referenzpfad, da es neben den ohnehin erforderlichen Reinvestitionen in bestehende Anlagen in einigen Bereichen auch um den Bau komplett oder teilweise neuer Anlagen geht, die häufig zudem höhere Investitionskosten aufweisen als konventionelle Anlagen. Bei der Errichtung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung handelt es sich zudem immer um zusätzliche Anlagen, die in einer Referenzentwicklung nicht benötigt würden.

Aufgrund der Stärke des deutschen Anlagen- und Maschinenbaus (VDW 2022) ist davon auszugehen, dass ein großer Teil der durch die Transformation angestoßenen zusätzlichen Wertschöpfung in Deutschland stattfinden wird. Dies bestätigen Vertreter verschiedener Anlagenbauer, mit denen im Rahmen dieses Berichts Gespräche geführt wurden (Fleischanderl 2022, Lampe 2022, Kleier 2022). Allerdings wird die Wertschöpfung von in Deutschland neu errichteten Anlagen nicht vollständig im Inland stattfinden. So werden bestimmte Komponenten neuer Anlagen auch im Ausland gefertigt und auch an dem Aufbau der Anlagen werden ausländische Beschäftigte mitwirken. Dies gilt insbesondere für den stark international verwobenen Stahl-Anlagenbau. Nach Kleier (2022) kann der inländische Anteil der Wertschöpfung von in Deutschland neu errichteten Direktreduktionsanlagen je nach Projekt stark variieren – und sowohl deutlich unter 50 % als auch deutlich über 50 % liegen.

Vertreter des Stahl-Anlagenbaus, mit denen im Rahmen dieses Projekts Gespräche geführt wurden, wiesen auf die Gefahr hin, dass Engpässe im Anlagenbau die zukünftige Geschwindigkeit der Transformation der Primärstahlerzeugung begrenzen könnten (Kleier 2022, Fleischanderl 2022).

Der Neubau von Direktreduktionsanlagen müsse sich für die Realisierung der derzeitigen Pläne der Stahlhersteller und der Klimaschutzziele der Regierungen gegenüber den vergangenen Jahren sehr deutlich beschleunigen. Derzeit gebe es aber im Wesentlichen nur zwei Unternehmen weltweit, die Lizenzen für DRI-Technologie vergeben könnten und über das technologische Kernwissen für den Bau dieser Anlagen verfügen (Midrax Technologies und Tenova HYL). Zudem sei bisher auch die Kapazität der Unternehmen im Anlagenbau stark begrenzt, die diese Lizenzen kaufen und Anlagen errichten. Hier werde daher in den nächsten Jahren ein deutlicher Ausbau der Kapazitäten erforderlich sein, mit entsprechenden Herausforderungen in Bezug auf den Fachkräftebedarf.

Analog zum Maschinen- und Anlagenbau werden auch die **Engineering-Branche** und die **Bauwirtschaft** u. a. infolge der Notwendigkeit des Ausbaus von Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff und CO₂ von der Transformation profitieren.

Die Transformation der Grundstoffindustrie wird zudem „upstream“ Auswirkungen auf die **Energiwirtschaft** haben. Auf der einen Seite wird die Nachfrage nach fossilen Energieträgern – vor allem von Kohle bzw. Koks und Erdgas – zurückgehen, dafür wird es eine steigende Nachfrage nach Strom und Wasserstoff geben. Insbesondere wenn es zukünftig gelingt, den Zubau erneuerbarer Energien in Deutschland deutlich zu beschleunigen, bietet dieser Wechsel der Energieträger eine große Chance für die deutsche Wirtschaft, perspektivisch einen deutlich höheren Anteil des Energiebedarfs der Grundstoffindustrie durch heimische Energieträger zu decken – mit einhergehenden Potenzialen für die inländische Wertschöpfung (auch im Anlagenbau im Engineering und in der Bauwirtschaft).

„Downstream“ würden höhere Kosten der Produktion klimaneutraler Grundstoffe zumindest zu einem großen Teil (und soweit nicht über staatliche Förderung abgedeckt) an nachgelagerte Wertschöpfungsstufen weitergereicht werden. Diese würden folglich höhere Produktionskosten aufweisen. Die Weitergabe dieser höheren Kosten an die Kunden könnte zu gewissen Nachfrage-rückgängen führen, auch infolge von Substitutionsmöglichkeiten auf der **Nachfrageseite**. Die in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Berechnungen legen jedoch nahe, dass nachgelagerte Produktionsbereiche hinsichtlich ihrer preislichen Wettbewerbsfähigkeit nur in einem geringen Umfang von einem Technikwechsel hin zu emissionsarmen Produktionsverfahren in den drei betrachteten Grundstoffindustrien betroffen sein werden.

6.1.3 Importabhängigkeit bei Energieträgern und Rohstoffen

Eisen/Stahl

Die Stahlindustrie in Deutschland ist gegenwärtig stark abhängig von Energie- und Rohstoffimporten. Der Energiebedarf der Stahlerzeugung wird in Deutschland derzeit hauptsächlich durch importierte Koks-kohle und Steinkohle gedeckt, zusätzlich spielen Strom⁷⁶ und das in Deutschland ganz überwiegend importierte Erdgas eine relevante Rolle bei der Deckung des Energiebedarfs der Branche (Prognos et al. 2021a). Der bei Weitem wichtigste Rohstoff für die Stahlerzeugung ist Eisenerz, das nahezu vollständig importiert wird.

Beim Rohstoffbedarf ist infolge der in den Pfaden A und B beschriebenen Transformation nicht mit einer grundsätzlichen Änderung der Importabhängigkeit zu rechnen. Denn auch zukünftig wird

⁷⁶ Der Bedarf an Strom ist dabei auf die Sekundärstahlroute (v. a. die Elektrolichtbogenöfen) zurückzuführen. Der Strombedarf der Primärstahlerzeugung wird hingegen gegenwärtig „prozessintern“ durch die Verstromung der Hochofen-Abgase gedeckt.

die Primärstahlerzeugung auf Eisenerz angewiesen sein, und auch zukünftig wird dieser Rohstoff importiert werden. Allerdings würden die in den Pfaden vorgesehenen Materialeffizienzverbesserungen beim Einsatz von Stahl sowie die Erhöhung der Anteile der Sekundärstahlerzeugung den Bedarf an Eisenerz bis 2045 gegenüber heute reduzieren und somit die Importabhängigkeit – in Bezug auf die benötigten Mengen – moderat mindern. Gleichzeitig sind für die DRI-EAF-Route höhere Erzqualitäten erforderlich als für die Hochofenroute und auch die DRI-SAF-Route (IEEFA 2022). Diese höheren Anforderungen steigern die Abhängigkeit vom Ausland tendenziell, denn die Anzahl der Lieferanten, die diese Erzqualitäten (wettbewerbsfähig) liefern können ist begrenzt (McKinsey 2021).⁷⁷

Beim Energiebedarf ist im Zuge der Transformation hingegen mit einer deutlichen Minderung der Importabhängigkeit zu rechnen. So steigt die Bedeutung von Strom im Endenergiemix der Branche in den Pfaden A und B stark an, und dieser Strom wird voraussichtlich auch zukünftig zumindest größtenteils inländisch (bzw. innerhalb des europäischen Verbundsystems) hergestellt werden. Der in beiden Pfaden zukünftig in großem Maße benötigte Wasserstoff wird zumindest teilweise in Deutschland erzeugt werden. Hier gibt es bezüglich der Anteile von heimischer Erzeugung und importierten Mengen in vorliegenden Szenariostudien unterschiedliche Einschätzungen, die unter anderem auf Unterschiede bei den Annahmen zum inländischen Gesamtbedarf an Wasserstoff sowie der inländisch verfügbaren Menge an grünem Strom zurückzuführen sind. In einigen Szenarien wird 2045 ein Großteil des in Deutschland benötigten Wasserstoffbedarfs importiert (z. B. EWI 2021), in anderen Szenarien wird es aber auch für möglich gehalten, dass knapp die Hälfte oder sogar bis zu zwei Drittel des Wasserstoffbedarfs 2045 aus Deutschland stammen werden (BDI und BCG 2021, SCI4climate.NRW 2022a). Der notwendige Wasserstoffimport könnte zukünftig auch aus anderen europäischen Ländern erfolgen. Ein Import vor allem aus europäischen Ländern würde gegenüber weiter entfernten Ländern – und gemeinsam mit einer möglichst großen Diversität an Lieferländern – die Problematik der Importabhängigkeit mindern.

Zement

Gegenwärtig ist die Importabhängigkeit bei der Zementherstellung in Deutschland sowohl bei den Brennstoffen als auch bei den Rohstoffen sehr gering.

Bei den Brennstoffen machten im Jahr 2020 die so genannten „alternativen Brennstoffe“ 69 % des Einsatzes aus (VDZ 2021b). Diese alternativen Brennstoffe beinhalten vor allem Industrie-, Gewerbe- und Siedlungsabfälle, die innerhalb Deutschlands anfallen. Die restlichen 31 % der Brennstoffe stellten im Jahr 2020 fossile Energieträger dar, davon machte (heimische) Braunkohle nahezu zwei Drittel aus (VDZ 2021b). In den Pfaden A und B geht der Einsatz von Kunststoffabfällen bis 2045 zurück, da angenommen wird, dass zukünftig größere Mengen an Kunststoff dem Recycling zugeführt werden. Hingegen ist eine deutlich stärkere energetische Nutzung von Biomasse vorgesehen. Beide Quellen werden aller Voraussicht nach auch in Zukunft überwiegend oder vollständig aus Deutschland stammen.

Auch die Rohstoffe für die Herstellung von Zement stammen derzeit und auch perspektivisch nahezu vollständig aus Deutschland. Der mengenmäßig mit Abstand wichtigste Rohstoff ist Kalkstein, der in der Regel in unmittelbarer Nähe zu den Werken der Zementklinkerherstellung gewonnen wird (VDZ 2021b). Auch andere wichtige Rohstoffe wie Sand bzw. Hüttensand stammen zumindest überwiegend aus Deutschland. Auch die im Rahmen von Pfad A und Pfad B beschriebenen Transformationen der Zementindustrie würde nicht zu einem relevanten Anstieg der

⁷⁷ Gegenwärtig wird Eisenerz in entsprechenden Qualitäten v. a. in Brasilien, Kanada, Schweden, Chile und Russland gefördert.

Importabhängigkeit führen, da die benötigten Rohstoffe überwiegend identisch bleiben werden. Dies gilt vor allem für den Fall, dass CCS-Technologie eingesetzt und der Produktionsprozess nur geringfügig verändert wird. Trotz gewisser Verschiebungen beim Rohstoffbedarf verändert sich die Importabhängigkeit auch durch den (v. a. in Pfad A vorgesehenen) verstärkten Einsatz von neuen Bindemittelsystemen nicht wesentlich – wobei aus heutiger Sicht auch ein zukünftiger Import bestimmter Klinkerersatzstoffe und Bindemittel nicht ausgeschlossen werden kann.

Tabelle 39: Übersicht über die Importabhängigkeit

derzeitig und bei Umsetzung der Transformation erwartet; für Stahl-, Zement- und HVC-Produktion

Branche	Energieträger (und Reduktionsmittel)		Rohstoffe	
	Gegenwärtig	2030/2045 in den Pfaden A und B	Gegenwärtig	2030/2045 in den Pfaden A und B
Stahl	hohe Importabhängigkeit und begrenzte Anzahl an Lieferländern für Kohle und Koks	reduzierte Importabhängigkeit durch stärkere Nutzung von Strom und (z. T. inländisch erzeugtem) Wasserstoff; verschiedene Lieferländer für Wasserstoff-Importe denkbar	hohe Importabhängigkeit und begrenzte Anzahl an Lieferländern für Eisen-erz	hohe und möglicherweise (wegen erhöhter Anforderungen an Eisen-erz-Qualitäten) gegenüber der gegenwärtigen Situation noch steigende Importabhängigkeit
Zement	geringe Importabhängigkeit	geringe Importabhängigkeit	keine Importabhängigkeit	keine oder geringe Importabhängigkeit
HVCs	nicht zutreffend, da der Energiebedarf für die HVC-Produktion gegenwärtig über die Nebenprodukte der Umwandlung der Rohstoffe abgedeckt wird	niedrige Importabhängigkeit, da Energiebedarf zukünftig in den elektrischen Crackern durch Strom bereitgestellt wird, der überwiegend inländisch erzeugt wird	mittlere bis hohe Importabhängigkeit (bezogen auf fossile Energieträger-Basis), wenn auch der Import aus relativ vielen verschiedenen Ländern möglich ist; zudem gewisse Abhängigkeit beim Feedstock-Import	mittlere Importabhängigkeit, da Feedstock z. T. in Deutschland produziert wird (z. B. Pyrolyseöl), teilweise aber auch importiert wird (v. a. in Pfad B, z. B. synthetisches Naphtha und Teile des grünen Methanols)

grün: geringe Importabhängigkeit, gelb: mittlere Importabhängigkeit, rot: hohe Importabhängigkeit

Quelle: Eigene Darstellung

© Prognos AG / Wuppertal Institut, 2022

HVC

Die Importabhängigkeit bei der HVC-Produktion in Deutschland ist gegenwärtig hoch. Die verwendeten Rohstoffe basieren nahezu vollständig auf fossilen Energieträgern, insbesondere auf Rohöl, das ganz überwiegend aus dem Ausland stammt. Allerdings können die Rohstoffe aus vielen verschiedenen Ländern bezogen werden, was die Risiken der hohen Importabhängigkeit mindert. Die Umwandlung dieser fossilen Energieträger zu Feedstock für die HVC-Produktion findet entweder in deutschen Raffinerien oder aber im Ausland (mit anschließendem Import von Feedstock z. B. über Pipelines) statt.

In den Pfaden A und B reduziert sich die Importabhängigkeit der HVC-Produktion, da immer größere Teile der benötigten Rohstoffe im Zeitverlauf inländisch hergestellt werden – unter Einsatz von Biomasse, Wasserstoff und dem aus inländisch anfallendem Kunststoff über chemisches

Recycling gewonnenem Pyrolyseöl. Dennoch bleibt Deutschland auch im Jahr 2045 insbesondere in Pfad B zu einem nicht unerheblichen Anteil angewiesen auf Rohstoff-Importe, z. B. auf synthetisches Naphtha sowie Methanol. Es erscheint aber unter angemessenen politischen Rahmenbedingungen plausibel, für diese Rohstoffe bis Mitte des Jahrhunderts von einem stetig wachsenden Weltmarkt auszugehen, so dass eine ausreichende Diversifikation der Bezugsquellen dieser „grünen“ Feedstocks möglich sein sollte. Zumindest in einer Übergangszeit, in der es weltweit nur sehr wenige Anbieter für solche grünen Feedstocks gibt, könnte ein hoher Importanteil aber mit relevanten Versorgungsrisiken für die inländische HVC-Produktion einhergehen (Rothermel 2022).

6.2 Risiken

In den Pfaden A und B wird – wie im vorangegangenen Abschnitt ausgeführt – für die in der vorliegenden Studie betrachteten Grundstoffe unterstellt, dass die inländischen Produktionsmengen bis zum Jahr 2045 gegenüber heute auf einem ähnlichen Niveau verbleiben bzw. nur moderat niedriger liegen werden. Bezüglich der Rohstahl- und Zementproduktion werden in aktuellen vorliegenden Szenariostudien für Deutschland ähnliche Annahmen getroffen (SCI4climate.NRW 2022b), nur für die zukünftige Produktion von High Value Chemicals (HVC) wird in einzelnen – aber nicht allen – vorliegenden Szenariostudien (Prognos et al. 2021a, BDI und BCG 2021) bis 2045 ein stärkerer inländischer Produktionsrückgang von bis zu rund 40 % unterstellt.

Die tatsächliche Entwicklung der heimischen Grundstoffproduktion im Laufe der nächsten 20 bis 25 Jahre ist aber ungewiss und wesentlich von der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in Deutschland und damit auch der Attraktivität des Standorts Deutschland abhängig. Sollte es während der anstehenden Transformation und den damit verbundenen Änderungen in den Produktionsprozessen gelingen, die Wettbewerbsfähigkeit der in Deutschland produzierenden Unternehmen der Grundstoffindustrie zu erhalten, so erscheint es plausibel, dass 2045 in Deutschland ähnliche Mengen an Grundstoffen produziert werden wie gegenwärtig. Zum Vergleich: In den vergangenen 20 Jahren ist die in Deutschland produzierte Rohstahlmenge moderat (um ca. 10 bis 15 %) zurückgegangen, während die produzierte Menge an Zement im gleichen Zeitraum etwa konstant geblieben ist.

In diesem Abschnitt wird diskutiert, unter welchen Umständen zukünftig ein Verlust der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland auftreten könnte. Ein solcher Verlust ginge wahrscheinlich mit einem deutlichen Rückgang der heimischen Grundstoffproduktion einher. Sofern es das Ziel der deutschen Politik und Gesellschaft ist, die heimische Grundstoffproduktion weitgehend zu erhalten, so gilt es, diese Gefahren für die Attraktivität des Standorts Deutschland zu berücksichtigen und politische Maßnahmen zu ergreifen, um sie so weit wie möglich zu vermeiden.

6.2.1 Weniger Klimaschutz im Ausland („Carbon Leakage“)

Sofern nicht von einem dauerhaft hohen CO₂-Preis ausgegangen wird, ist die klimaneutrale Produktion von Grundstoffen deutlich teurer als die gegenwärtig dominierenden, CO₂-intensiven Produktionsprozesse. So werden beispielsweise in Agora (2019) für das Jahr 2030 die Vermeidungskosten des Einsatzes von Oxyfuel-CCS an Zementwerken auf 70 bis 130 Euro pro Tonne CO₂ geschätzt und die der wasserstoffbasierten Direktreduktion auf mindestens rund 100 Euro.

Sofern die Unternehmen der Grundstoffindustrie in Deutschland – und ggf. auch in Europa – mit entsprechend hohen CO₂-Preisen konfrontiert werden, um sie angesichts der bestehenden

Klimaziele zu einer klimaneutralen Produktion zu bewegen, könnte unter Umständen eine Verlagerung großer Teile der Grundstoffindustrie ins (außereuropäische) Ausland stattfinden. Damit wäre zu rechnen, wenn die Unternehmen der Grundstoffindustrie in anderen Teilen der Welt keinen oder einen deutlich niedrigeren CO₂-Preis zahlen müssten, denn dann hätten sie – ceteris paribus – an diesen Standorten einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil infolge niedrigerer Produktionskosten. Entsprechende Verlagerungen industrieller Produktion infolge unterschiedlich hoher CO₂-Kosten werden als „Carbon Leakage“ bezeichnet. Carbon Leakage ist sowohl aus industriepolitischer als auch aus klimapolitischer Sicht unerwünscht, denn mit der Verlagerung industrieller Aktivität werden Treibhausgasemissionen lediglich örtlich verlagert, global gesehen aber nicht gesenkt.

Vorliegende empirische Studien können hinsichtlich des europäischen Emissionshandels bisher kein bedeutsames Carbon Leakage nachweisen (Caron 2022, Verde 2020, Boutabba und Lardic 2017). Allerdings war der CO₂-Preis seit Beginn des Emissionshandels im Jahr 2005 überwiegend niedrig und zudem bestanden und bestehen für große Teile der Industrie weitgehende Ausnahmen, insbesondere eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten. Die Einführung dieser Ausnahmen wurden mit der Sorge vor Carbon Leakage begründet.

In Zukunft soll die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten aber reduziert und schließlich ganz durch einen anderen Mechanismus zum Carbon-Leakage-Schutz ersetzt werden (Grenzausgleichsmechanismus bzw. CBAM, siehe unten). Durch den Wegfall der freien Zuteilung würde der ökonomische Anreiz zur Emissionsreduktion in Unternehmen gestärkt. Mit der Einführung des CBAM als einem neuen System sind jedoch Risiken verbunden. Sollte dieses Instrument nicht wie erwartet funktionieren, könnten verstärkt Carbon-Leakage-Risiken auftreten, sofern nicht in anderen Regionen der Welt mit konkurrierenden Standorten ähnliche CO₂-Kosten für die Unternehmen anfallen.

Ein Blick auf aktuelle CO₂-Preise weltweit (Weltbank 2022) zeigt, dass zumindest derzeit der Preis im europäischen Emissionshandel deutlich höher liegt als in anderen großen Wirtschaftsnationen außerhalb der EU (z. B. Teile der USA, Japan und China). Einige wichtige Schwellenländer (wie Indien und Brasilien) nehmen derzeit gar keine CO₂-Bepreisung vor. Diese Beobachtung, verbunden mit der Tatsache, dass Deutschland (2045) und die EU (2050) nach gegenwärtigen Plänen deutlich schneller Treibhausgasneutralität erreichen möchten als einige andere große Wirtschaftsnationen (z. B. China bis 2060, Indien bis 2070), legt nahe, dass Carbon Leakage zukünftig tatsächlich zu einer relevanten Gefahr für den Wirtschaftsstandort Deutschland bzw. Europa werden könnte, sofern es nicht gelingt, Maßnahmen zu ergreifen, die effektiv vor Carbon Leakage schützen.

Um europäischen Unternehmen zukünftig deutliche Anreize für die Umstellung ihrer Prozesse hin zu klimaneutraler Produktion zu bieten, sollen die kostenlosen Zuteilungen von Emissionszertifikaten in den nächsten Jahren sukzessive reduziert werden (Taylor 2022). Um gleichzeitig die Gefahr von Carbon Leakage zu verhindern bzw. zu minimieren, plant die Europäische Union derzeit die Einführung eines so genannten CO₂-Grenzausgleichsmechanismus („Carbon Border Adjustment Mechanism“, CBAM) (Europäische Kommission 2021). Dieser Mechanismus soll europäische Unternehmen davor schützen, im Binnenmarkt durch den Import industrieller Güter verdrängt zu werden, die im Ausland keinen oder keinen ähnlich hohen CO₂-Preis zahlen mussten. Hierfür wird auf entsprechende Güter, die in die EU importiert werden, eine Abgabe fällig, die an den aktuellen CO₂-Preis im ETS angelehnt ist und somit den Preis dieser Güter im europäischen Binnenmarkt entsprechend erhöht. Auf diese Weise soll ein „Level-Playing-Field“ geschaffen werden.

Allerdings wird der von der Europäischen Kommission vorgeschlagene CO₂-Grenzausgleichsmechanismus dahingehend kritisiert, dass er nicht die Exporte europäischer Unternehmen umfasst, d. h. es ist beim Export keine Kompensation klimaschutzpolitisch verursachter Mehrkosten vorgesehen (Gumbau 2022). Das bedeutet, dass europäische Unternehmen zukünftig auf den Märkten anderer Weltregionen benachteiligt sein könnten, da sie auf diesen Märkten möglicherweise nicht mehr mit ihren (infolge höherer Klimaschutzanforderungen) teureren Produkten gegen Unternehmen anderer Weltregionen konkurrieren können. Das Europäische Parlament (2022) schlägt daher vor, dass die für den Export bestimmte Produktion weiterhin eine freie Zuteilung von CO₂-Zertifikaten erhalten sollte. Allerdings ist unklar, ob ein solches Vorgehen WTO-konform ausgestaltet werden könnte.

Theuringer und Klatte (2022) weisen zudem auf das potenzielle Problem hin, dass die stahlverarbeitende Industrie in Europa gegenüber außereuropäischen Herstellern unter Druck geraten könnte, da sie auf dem europäischen Markt die zunehmend mit CO₂-Kosten belasteten (bzw. mittels teurerer Routen CO₂-arm erzeugten) Grundstoffe beziehen müssen, während ihre außereuropäischen Konkurrenten – je nach CO₂-Bepreisung – günstigere Grundstoffe ohne (hohe) CO₂-Preisbelastung bzw. ohne „grüne“ Mehrkosten bei deren Erzeugung erwerben können. Dieser Effekt könnte sich infolge eines reduzierten heimischen Absatzmarktes auch negativ auf die deutschen und europäischen Stahlhersteller auswirken. Allerdings legen die in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Berechnungen nahe, dass nachgelagerte Produktionsbereiche der Stahlindustrie hinsichtlich ihrer preislichen Wettbewerbsfähigkeit nur in einem geringen Umfang von einem Technikwechsel hin zu emissionsarmen Produktionsverfahren betroffen sein werden.

Ein anderes Instrument, um die Transformation der Grundstoffindustrie in Deutschland voranzubringen und die Abwanderung von Unternehmen zu vermeiden, ist die staatliche Förderung klimaneutraler Produktion. So plant die Bundesregierung gegenwärtig die Einführung so genannter Klimaschutzverträge („Carbon Contracts for Difference“, CCfD) für Unternehmen bestimmter Branchen, durch die die Mehrkosten klimaneutraler Prozesse (inkl. höherer Betriebskosten) staatlich kompensiert werden sollen (Agora Industrie et al. 2022). Solchen Förderinstrumenten können allerdings durch Limitierungen bei staatlichen Ausgabenbudgets sowie aufgrund von europarechtlichen sowie internationalen Vorgaben bezüglich der Art und des Umfangs staatlicher Beihilfen Grenzen gesetzt sein.

Sollten diese oder ähnliche Instrumente nicht oder nicht in ausreichendem Umfang umgesetzt werden, so könnte es infolge ambitionierter klimapolitischer Maßnahmen in Deutschland oder auch in Europa zu Abwanderungen von Teilen der industriellen Produktion kommen. Davon betroffen wäre voraussichtlich insbesondere die energie- und CO₂-intensive Grundstoffindustrie, und hier v. a. diejenigen Branchen, deren Güter relativ kostengünstig transportiert werden können. D. h. die Risiken für Carbon Leakage dürften für die Grundstoffchemie – und hier insbesondere für ihre überwiegend einfach (per Tanker oder Pipeline) transportierbaren Basisprodukte – größer sein als beispielsweise für die Zementindustrie.

Grundsätzlich sind aber in Hinblick auf Carbon Leakage politische Maßnahmen denkbar (und ihre Umsetzung wird auf europäischer und deutscher Ebene wie erwähnt derzeit vorbereitet), die Carbon Leakage zumindest weitgehend vermeiden sollen. Eine Vermeidung von Carbon Leakage könnte für den globalen Klimaschutz von großer Bedeutung sein, um zum einen eine Verlagerung von Emissionen zu verhindern und zum anderen neue klimaneutrale Prozesse zeitnah in ausreichend großer Skalierung erproben zu können.

Für ein besseres Verständnis der Möglichkeiten, um Carbon Leakage zu vermeiden, sehen wir einen Forschungsbedarf insbesondere zu den folgenden Fragen:

- Welche Instrumente oder Instrumentenbündel sind (ggf. in welcher zeitlichen Abfolge) am ehesten geeignet, Carbon Leakage bei der deutschen bzw. europäischen Grundstoffindustrie zu verhindern? Diese Forschungsfrage sollte unter unterschiedlichen plausiblen Annahmen zum Verhalten bzw. der Klimaschutzpolitik anderer Weltregionen durchgeführt werden. Die aktuellen politischen Beschlüsse und Diskussionen sollten genauso wie die Sichtweisen der betroffenen Branchen berücksichtigt werden. Auf bestehende Forschung zu Instrumenten zur Verhinderung von Carbon Leakage sollte aufgebaut werden (u. a. Kopernikus-Projekt Ariadne 2021, Grubb et al. 2022).
- Wie kann in den nächsten Jahren der Umstieg von der bisher größtenteils kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten für die Grundstoffindustrie zu einem Auslaufen der kostenlosen Zuteilung und gleichzeitigem Einstieg in ein CO₂-Grenzausgleichsregime gelingen, ohne Carbon-Leakage-Gefahr auszulösen? (Die genaue Ausgestaltung eines Grenzausgleichsregimes ist von hoher Bedeutung und sollte weiter bzw. kontinuierlich erforscht werden.)

6.2.2 Bessere Bedingungen für erneuerbare Energien im Ausland („Green Leakage“)

Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Grundstoffindustrie könnte jedoch auch aus einem anderen Grund unter Druck geraten: Eine zukünftig klimaneutrale Grundstoffproduktion wird große Mengen an erneuerbaren Energien, insbesondere erneuerbarem Strom benötigen. Zum einen als klimaneutraler Endenergieträger, um z. B. Prozesswärme elektrisch bereitstellen zu können, zum anderen als Input für die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse. Erneuerbare Energien sind aber in einigen Ländern bzw. Weltregionen in größerem Umfang vorhanden und können dort teilweise deutlich kostengünstiger in Strom und grünen Wasserstoff umgewandelt werden als in Deutschland. Im Zuge der Transformation hin zu klimaneutraler Produktion werden diese Kostenunterschiede bei der Nutzung erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen. Es ist daher möglich, dass bestimmte Länder bzw. Weltregionen für die energieintensive klimaneutrale Produktion von Grundstoffen gegenüber Deutschland an Attraktivität gewinnen werden und es in der Folge zu einer Reduktion der Produktionsmengen in Deutschland kommen wird. Diese Verlagerung industrieller Produktion wird auch als „Green Leakage“ bezeichnet.

Green Leakage kann prinzipiell durch drei verschiedene Effekte – oder auch durch die kombinierte Wirkung dieser Effekte – ausgelöst werden (s. auch Samadi et al. 2021):

- **Steigende Kosten der Nutzung fossiler Energieträger**, z. B. infolge einer Verschärfung der Klimaschutzpolitik und damit einhergehender Instrumente wie die Einführung oder Erhöhung eines CO₂-Preises. Ein solcher Kostenanstieg verteuert die fossil-basierte industrielle Produktion und könnte dazu führen, dass die industrielle Produktion auf Basis erneuerbarer Energien an guten Erneuerbaren-Standorten wettbewerbsfähig wird.
- Eine **Kostensenkung erneuerbarer Energien** – beispielsweise durch technische Fortschritte oder auch öffentliche Förderung – könnte dazu führen, dass deren Nutzung in bestimmten industriellen Anwendungen gegenüber der Nutzung fossiler Energieträger wirtschaftlich wird.
- Es kann sich auf dem Markt eine **explizite Nachfrage nach „grünen“ Grundstoffen** herausbilden, beispielsweise weil im Wettbewerb stehende Unternehmen ihren Kundinnen und Kunden als Alleinstellungsmerkmal „grüne“ Produkte mit einem möglichst niedrigen CO₂-Fußabdruck anbieten möchten oder weil staatliche Vorgaben (Quoten) für die Nutzung grüner Grundstoffe eingeführt werden.

Hinsichtlich der in der vorliegenden Arbeit betrachteten Grundstoffe könnte Green Leakage für Deutschland insbesondere bei der Rohstahlproduktion sowie längerfristig bei der Produktion von Grundstoffchemikalien denkbar sein:

Entweder die gesamte **Rohstahlproduktion** oder aber nur der besonders energieintensive Prozess der Eisenschwammerzeugung könnte zukünftig verstärkt in Ländern wie Schweden, Südafrika oder Australien stattfinden, die dank sehr guter Erneuerbaren-Bedingungen günstigen grünen Wasserstoff für die Eisen-Direktreduktion erzeugen können und zudem auch über Erzvorkommen verfügen (Trollip et al. 2022, Gielen et al. 2020). In diesen Ländern könnte zukünftig die klimaneutrale Rohstahl- bzw. Eisenschwammproduktion deutlich günstiger möglich sein als in Deutschland.

Die klimaneutrale Produktion von **Grundstoffchemikalien** wird große Mengen an Wasserstoff benötigen. Denkbar ist unter anderem die Produktion von synthetischem Naphtha auf Basis von Wasserstoff und (klimaneutralem) CO₂. Der benötigte Wasserstoff kann in anderen Regionen der Welt deutlich günstiger bereitgestellt werden als in Deutschland und auch der Transport der entsprechenden „grünen“ Grundstoffchemikalien ist relativ kostengünstig möglich. Rothermel (2022) vom VCI sieht ein relevantes Green-Leakage-Risiko für die zukünftige inländische HVC-Produktion. Eine Produktion grüner Feedstocks im Ausland könne früher oder später dazu führen, dass auch die HVC-Produktion (aufgrund von Verbundvorteilen) verstärkt an diesen Standorten stattfinden werde. Sollte es zukünftig – wie allgemein angenommen wird (IEA 2020) – zu einem weiterhin steigenden HVC-Weltmarktbedarf kommen, so sei dieses Risiko für die deutschen HVC-Standorte allerdings als geringer einzuschätzen als bei global stagnierender oder gar rückläufiger HVC-Nachfrage.

Während bei einer reinen Fokussierung auf die Energiekosten eine zukünftige Verlagerung industrieller Produktion in Form von Green Leakage für Deutschland sehr naheliegend erscheint, sollte bedacht werden, dass auch für die energieintensive Grundstoffindustrie eine Reihe von weiteren Standortfaktoren relevant sind.

Bei diesen weiteren Standortfaktoren weisen jedoch in vielen Fällen Länder mit besonders günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien (z. B. Länder der MENA-Region) Nachteile auf. So fehlen dort beispielsweise häufig ausgeprägte industrielle Strukturen (und somit Unternehmen, die in räumlicher Nähe Vorprodukte liefern und Endprodukte abnehmen könnten), verlässliche politische und rechtliche Rahmenbedingungen (was u. a. zu höheren Kapitalkosten und mangelnder Planungssicherheit führt), eine stabile Energieversorgung oder qualifizierte Arbeitskräfte. Green Leakage dürfte in diesen Fällen also nicht wirksam werden, solange die Vorteile bezüglich Kosten und Verfügbarkeit grüner Energieträger die Nachteile nicht kompensieren können und es bei diesen Standortfaktoren nicht zu deutlichen Verbesserungen kommt.

Aufgrund der Vielzahl relevanter Standortfaktoren ist es aus heutiger Sicht sehr schwierig vorherzusehen, wie stark Green Leakage die deutsche Grundstoffindustrie in den kommenden Jahren und Jahrzehnten betreffen wird. In den Pfaden A und B in der vorliegenden Studie wurden – wie ganz überwiegend auch in anderen aktuellen Szenariostudien für Deutschland – keine relevanten Green-Leakage-Effekte unterstellt. Vielleicht mehr noch als Carbon Leakage sorgt die Möglichkeit von Green Leakage aber dafür, dass die Annahme einer weitgehend stabilen Grundstoffproduktion in Deutschland mit Unsicherheiten verbunden ist und ein deutlicher Rückgang der Produktion einzelner Grundstoffe hierzulande zukünftig nicht ausgeschlossen werden kann.

Staatliche Fördermaßnahmen für die heimische Industrie zur Verhinderung von Green Leakage könnten EU- und WHO-rechtlich schwieriger umsetzbar sein als Maßnahmen gegen Carbon Leakage. Dennoch können Länder wie Deutschland das zukünftige Ausmaß von Green Leakage durch verschiedene Maßnahmen zumindest reduzieren (siehe auch Abschnitt 7.2).

Für ein besseres Verständnis der Möglichkeiten, um umfangreiche Verlagerungen industrieller Produktion aus Deutschland in Form von Green Leakage zu vermeiden, sehen wir weiteren Forschungsbedarf insbesondere zu den folgenden Fragen:

- Welche Branchen der Grundstoffindustrie sind besonders gefährdet von Green Leakage?
- Könnten auch der Grundstoffindustrie nachgelagerte Wertschöpfungsstufen von Green Leakage betroffen sein und falls ja, welche?
- Inwieweit ist es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll zu versuchen, Green Leakage zu vermeiden bzw. zu begrenzen?
- Welche Politikinstrumente sind zur Begrenzung von Green Leakage geeignet?

6.2.3 Unklare zukünftige Rahmenbedingungen

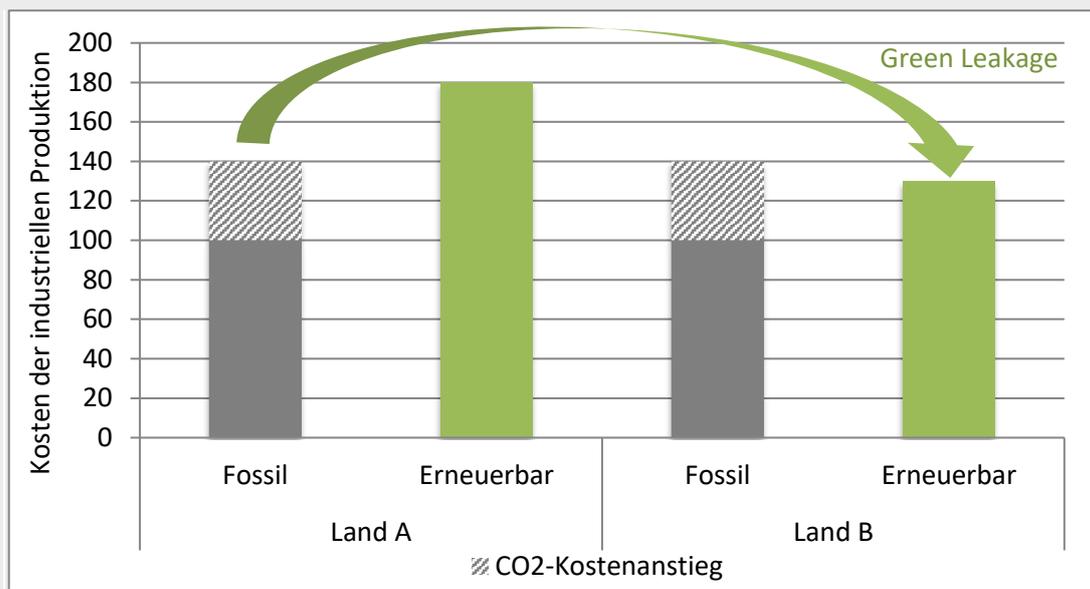
Neben Carbon Leakage und Green Leakage kann eine Unklarheit über wichtige zukünftige Rahmenbedingungen für die Produktion von Grundstoffen auch bereits kurzfristig eine Gefahr hinsichtlich der Abwanderung von Teilen der Grundstoffindustrie darstellen. Eine ausreichende Klarheit über zukünftige Rahmenbedingungen ist in dem anstehenden Transformationsprozess – in dem die Industrie mit besonders starken Änderungen von Rahmenbedingungen zu rechnen hat – und aufgrund der langfristigen Investitionsentscheidungen (mit Anlagenlebensdauern von häufig mehreren Jahrzehnten) von besonders hoher Bedeutung. Dies gilt umso mehr für die kommenden Jahre bis 2030, in denen bei großen Teilen der Grundstoffindustrie bedeutende Reinvestitionsentscheidungen anstehen (Agora 2019).

Sollte für die Grundstoffindustrie eine ausreichende Klarheit über die zukünftige Entwicklung von Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren ausbleiben, so erscheint es plausibel, dass Investitionen der entsprechenden Branchen verstärkt in solchen Ländern stattfinden werden, in denen entweder weniger ambitionierte Klimaschutzziele für die nächsten Jahre bzw. Jahrzehnte formuliert wurden oder aber in denen von einer günstigen und ausreichenden Verfügbarkeit klimaneutraler Energieträger ausgegangen werden kann. Aufgrund der erheblichen aktuellen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Rahmenbedingungen ist nach Rothermel (2022) derzeit z. B. eine Tendenz zu erkennen, dass die Laufzeiten bestehender Steamcracker verlängert werden, während Investitionen in neue Anlagen (vorerst) ausbleiben.



Verdeutlichung des Green-Leakage-Effekts mittels eines Zwei-Länder-Modells⁷⁸

In diesem Kasten wird anhand eines einfachen Zwei-Länder-Modells erläutert, wie eine verschärfte Klimaschutzpolitik Green Leakage auslösen kann. Die folgende Abbildung zeigt dabei den Fall einer ähnlichen Verschärfung der Klimapolitik in den beiden Ländern A und B, die zu einem Anstieg der CO₂-Kosten und damit zu einer Verteuerung der Nutzung fossiler Energieträger führt (siehe schraffierte Flächen in folgender Abbildung).



Durch die Verteuerung der Nutzung fossiler Energieträger steigt in beiden Ländern die Wirtschaftlichkeit grüner Energieträger, infolgedessen auch die Bedeutung regionaler Differenzen hinsichtlich der Verfügbarkeit und Grenzkosten erneuerbarer Energien für den Standortfaktor „Energiekosten“. Diese Differenzen können sich aus naturräumlichen und klimatischen Unterschieden ergeben. Sie können aber auch (zusätzlich) auf Unterschiede in den Bezugskosten erneuerbarer Energien aus Regionen mit günstigen Erzeugungskosten zurückzuführen sein.

Aufgrund günstiger naturräumlicher und klimatischer Bedingungen in Land B können dort die steigenden Kosten fossiler Energieträger durch relativ günstige Erneuerbaren-Grenzkosten teilweise kompensiert werden. Dies ist in Land A hingegen nicht möglich. Hier bleibt die Produktion auf Basis erneuerbarer Energien auch nach der Einführung bzw. Erhöhung der CO₂-Kosten teurer als die Produktion auf Basis fossiler Energieträger. Die Energiekosten für die Produktion steigen daher in Land A stärker an als in Land B.

Der niedrigere Anstieg der Energiekosten in Land B stärkt (*ceteris paribus*) dessen Wettbewerbsposition gegenüber Land A. Eine Verlagerung industrieller Produktion von Land

⁷⁸ Die folgenden Ausführungen basieren auf SCI4climate.NRW (2021). Dort finden sich auch detailliertere Überlegungen zu möglichen Green-Leakage-Effekten im Zwei-Länder-Modell.

A zu Land B kann folglich insbesondere für Unternehmen der energieintensiven Industrie – unter Abwägung anderer Standortfaktoren – attraktiv werden, sowohl für die Deckung der Nachfrage in Land B als auch für den Export nach Land A.

Die angenommenen Unterschiede zwischen zwei Standorten können sich auch innerhalb einzelner Länder ergeben. Beispielsweise könnten Standorte im deutschen Binnenland sowohl bezüglich der Grenzkosten der Windenergienutzung als auch bezüglich des Zugangs zu Seehäfen gegenüber norddeutschen Küstenstandorten benachteiligt sein.

Auch wenn in obiger Abbildung angenommen wurde, dass in beiden betrachteten Ländern die Klimaschutzpolitik in ähnlichem Maße verstärkt wird, so kann Green Leakage grundsätzlich auch dann auftreten, wenn nur ein Land eine verschärfte Klimaschutzpolitik betreibt.

Ähnlich wie bei Carbon Leakage sind bei Green Leakage voraussichtlich am ehesten solche Branchen betroffen, die neben hohem Energiekostenanteil an den gesamten Produktionskosten auch relativ niedrige Transportkosten für ihre Produkte aufweisen.

Im Gegensatz zu Verlagerungen in Form von Carbon Leakage stellen Verlagerungen in Form von Green Leakage aus klimapolitischer Sicht kein Problem dar. Im Gegenteil kann argumentiert werden, dass es für den internationalen Klimaschutz vorteilhaft wäre, wenn die klimaneutrale industrielle Produktion dort stattfinden würde, wo sie am kostengünstigsten möglich ist. Denn dann könnten die Mehrkosten gegenüber der konventionellen Produktion minimiert werden. Aus industriepolitischer Perspektive eines Landes mit vergleichsweise schlechten Bedingungen für erneuerbare Energien kann Green Leakage allerdings dennoch unerwünscht sein. So ist mit der Abwanderung industrieller Produktion ein Verlust von Arbeitsplätzen und Wertschöpfung sowie ein Anstieg der Importabhängigkeit vom Ausland verbunden.

Folglich könnte es für einen (zumindest weitgehenden) Erhalt der Grundstoffindustrie in Deutschland wichtig sein, der hiesigen Industrie zeitnah eine möglichst große Klarheit über die zukünftigen Rahmenbedingungen für industrielle Produktion zu geben. Dies umfasst eine baldige Klärung von Fragen der perspektivischen CO₂-Kostenbelastung der Industrie (inkl. der Abschmelzung der freien Zuteilung) sowie der Ausgestaltung und Einführung von Förderinstrumenten für die Umstellung auf klimaneutrale Produktionsprozesse und von Instrumenten für einen effektiven Schutz vor Carbon Leakage. In Bezug auf mögliches Green Leakage kann zudem ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Energien sowie ein klares politisches Signal der Priorisierung dieses Ausbaus sowie der Schaffung von Infrastrukturen und Partnerschaften für einen kostengünstigen Import erneuerbarer Energieträger von hoher Bedeutung sein, um in den kommenden Jahren eine ausreichende Investitionssicherheit zu schaffen.

6.2.4 Anhaltend hohe Erdgas-Preise

Infolge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine seit Februar 2022 und der bereits im Vorfeld, insbesondere aber in den darauffolgenden Monaten seitens Russlands stetig reduzierten Erdgaslieferungen nach Europa sind die Erdgaspreise weltweit und insbesondere in Europa stark angestiegen. Mitte November 2022 lagen die Erdgaspreise eines Terminkontrakts für den Folgemonat am niederländischen TTF-Handelspunkt, dem bedeutendsten Referenzpreis für Erdgas in der EU, bei rund 110 Euro pro MWh (ICE 2022). Dies entspricht mehr als dem Fünffachen verglichen mit dem durchschnittlichen europäischen Erdgaspreis zwischen 2015 und 2020, der in diesem Zeitraum bei rund 20 Euro pro MWh lag (EWI 2022).

Auch Terminkontrakte für den Winter 2023/2024 liegen derzeit (Stand Mitte November 2022) immer noch bei über 100 Euro pro MWh. Selbst im Jahr 2030 könnte der Erdgaspreis noch deutlich höher liegen als im Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2020, insbesondere dann, wenn dauerhaft kein Erdgas aus Russland bezogen werden soll oder kann und die Erdgasimporte Europas folglich zu hohen Anteilen aus Flüssigerdgas bestehen werden (EWI 2022).

Zwar sind infolge des Kriegsausbruchs auch in anderen Teilen der Welt die Erdgaspreise angestiegen, allerdings nicht annähernd so stark wie in Europa, das bisher in hohem Maße (v. a. Pipeline-gebundenes) Erdgas aus Russland importierte und damit in der Vergangenheit zumindest gegenüber den südostasiatischen Märkten sehr günstige Preise aufwies. So lagen die Erdgaspreise in den USA (Henry Hub, Spotpreise) im Oktober 2022 im Durchschnitt bei etwa 20 USD/MWh, und damit „nur“ bei etwa dem Dreifachen des durchschnittlichen Preises der Jahre 2015 bis 2020 (EIA 2022). Auch in Japan fiel der Preisanstieg seit Beginn des Ukraine-Kriegs deutlich moderater aus als in Europa. Im Oktober 2022 lag der Preis im Schnitt etwa zwei- bis dreimal höher als in den Vorjahren (YCHARTS 2022).

Zudem haben sich infolge des Preisanstiegs beim Erdgas auch die Großhandelspreise für Strom gegenüber den vergangenen Jahren vervielfacht. Da Erdgaskraftwerke in vielen Stunden im Jahr preissetzend auf dem Strommarkt sind, wirken sich die hohen Erdgaspreise auch dort aus. Im August 2022 lag der durchschnittliche Börsenstrompreis in Deutschland bei über 450 Euro pro MWh (EPEX SPOT 2022) und damit rund 15-mal höher als in den Jahren 2016 bis 2020 (EWI 2022). Infolge der anschließenden gewissen Entspannung der Großhandelspreise von Erdgas ist der durchschnittliche Börsenstrompreis im Oktober 2022 auf rund 150 Euro pro MWh gesunken, was aber immer noch fünfmal höher war als in den Jahren 2016 bis 2020. Durch die wahrgenommene Knappheit am Energiemarkt ist gleichzeitig die Nachfrage nach ebenfalls nur begrenzt verfügbaren Projekten zur erneuerbaren Stromerzeugung gestiegen, was beispielsweise bei

langfristigen Power-Purchase-Agreements (PPAs) für erneuerbare Stromerzeugung zu einem deutlichen Preisanstieg geführt hat.

Der starke Preisanstieg von Erdgas und Strom in Europa und die dadurch deutlich gewachsene Differenz der Erdgas- und Strom-Bezugskosten zwischen Europa und anderen wichtigen Industrierregionen der Welt stellen eine große Herausforderung für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie dar, insbesondere wenn die Preise über mehrere Jahre gegenüber anderen Weltregionen relativ hoch bleiben sollten. Dies gilt in besonderem Maße für diejenigen Teile der Industrie, die energieintensiv produzieren und gleichzeitig in starkem internationalem Wettbewerb stehen. Beides trifft unter anderem auf die chemische Industrie und die Stahlindustrie zu.

Die chemische Industrie befindet sich in einem intensiven internationalen Wettbewerb (Büchel et al. 2022) und hat gleichzeitig einen besonders hohen Erdgas- und Stromverbrauch. Im Jahr 2020 entfielen auf die chemische Industrie 11 % des gesamten deutschen Erdgas- und Erdölgasverbrauchs (AG Energiebilanzen 2022a). Der Endenergieverbrauch der chemischen Industrie bestand im gleichen Jahr zu 38 % aus Erdgas- und Erdölgas, das vor allem für die Bereitstellung von Wärme für die verschiedenen Prozesse der chemischen Industrie genutzt wird. Weitere 30 % des Endenergieverbrauchs der Branche machten im Jahr 2020 elektrischer Strom aus (AG Energiebilanzen 2022a). Zusätzlich nutzt die Grundstoffchemie auch eine relevante Menge an Erdgas für nicht-energetische Zwecke, z. B. als Rohstoff für die Ammoniak-Herstellung.

Die seit 2021 deutlich gestiegenen Erdgas- und Strompreise gefährden folglich in besonderem Maße die Wettbewerbsfähigkeit der chemischen Industrie in Deutschland. Viele der hergestellten Produkte der chemischen Industrie werden global gehandelt und an verschiedenen Standorten weltweit hergestellt. Der Produktionskostenanstieg in Deutschland infolge deutlich höherer Erdgas- und Strompreise könnte folglich zu einer Verlagerung von Produktion in andere Länder bzw. Weltregionen führen.

Im Bereich der besonders energieintensiven HVC-Produktion haben die hohen Erdgas- und Strompreise für die Wirtschaftlichkeit der Herstellung in Deutschland zunächst keinen wesentlichen (direkten) Einfluss, da der Energiebedarf für die HVC-Produktion gegenwärtig über die Nebenprodukte der Umwandlung der Rohstoffe abgedeckt wird und die Rohstoffe mineralölbasiert sind. Rothermel (2022) vom VCI betont allerdings indirekte Gefahren, die die hohen Energieträgerpreise für die Wirtschaftlichkeit der Produktion von weiterverarbeitenden Unternehmen der chemischen Industrie haben und weist darauf hin, dass ein Produktionsrückgang in der nachgelagerten HVC-Wertschöpfungskette damit indirekt auch die HVC-Produzenten treffen würde, da deren inländischer Absatzmarkt kleiner werden würde.

Für die Stahlindustrie betonen Theuringer und Klatt (2022) ganz ähnlich die Gefahr, dass die derzeit hohen Erdgas- und Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit der stahlverarbeitenden Industrie in Deutschland beeinträchtigen und es auf diese Weise auch zu negativen Rückwirkungen auf die deutsche Primärstahlherstellung kommen könnte, auch wenn diese – da derzeit noch fast vollständig auf Kohle basierend – deutlich geringer von den v. a. in Deutschland und Europa erhöhten Energiepreisen betroffen ist. Die Sekundärstahlerzeugung aus Schrott dagegen benötigt vor allem Strom und Erdgas als Energieträger und ist daher bereits gegenwärtig an zahlreichen Standorten unter hohem Kostendruck.

Sollte es tatsächlich in den nächsten Monaten und Jahren bedingt durch hohe Energiepreise zu deutlichen Produktionsverlagerungen und Standortverlusten in der chemischen Industrie und der Stahlindustrie kommen, hätte dies nicht nur kurzfristige und unmittelbare Auswirkungen auf die

industrielle Wertschöpfung und die Anzahl der Beschäftigten (in den Branchen selbst und möglicherweise auch – aufgrund der Verflechtungen im Rahmen von Wertschöpfungsketten – über die Branchen hinaus). Zusätzlich würden sich vermutlich auch die Chancen reduzieren, in den kommenden Jahren in Deutschland in diesen Branchen umfangreiche Investitionen in klimaneutrale Produktionsprozesse durchzuführen. Denn Unternehmen haben ein Interesse daran, solche Investitionen an bestehenden Standorten zu tätigen, da dadurch häufig Teile der bereits existierenden Anlagen und Infrastrukturen weitergenutzt werden können. Zusätzlich bestehen an diesen Standorten auch bereits Einbindungen in Wertschöpfungsketten, die durch die künftige klimaneutrale Produktion bedient werden können.

i

Möglichkeit einer geringeren Nachfrage nach Grundstoffen durch längere oder intensivere Nutzung von Produkten und durch Suffizienz

In Pfad A der vorliegenden Studie werden bezüglich der zukünftigen Zement- und Stahlnachfrage Verbesserungen bei der Materialeffizienz angenommen, die bis Mitte des Jahrhunderts zu einem gewissen Rückgang des Bedarfs nach diesen Grundstoffen – und damit einhergehend auch der heimischen Produktion – führen. Neben Verbesserungen bei der Materialeffizienz ist aber zusätzlich auch ein Rückgang der Nachfrage nach Endprodukten denkbar, die auf die betrachteten Grundstoffe angewiesen sind. Dies könnte zu einem stärkeren Rückgang der Nachfrage nach diesen Grundstoffen führen und ceteris paribus – sofern nicht angenommen wird, dass die deutsche Industrie ihren Anteil am Weltmarkt erhöhen wird – auch die zukünftigen Produktionsmengen in Deutschland mindern.

Ein Rückgang der Nachfrage nach Endprodukten könnte sich zum einen aus einer längeren oder intensiveren Nutzung von Produkten ergeben. So könnten Produkte zukünftig – auch infolge staatlicher Vorgaben – stärker auf Langlebigkeit und Reparaturmöglichkeit („Design for Repair“) ausgelegt werden (Grubler et al. 2018). Eine intensivere Nutzung ist insbesondere durch Sharing-Ansätze (wie z. B. Car-Sharing) möglich, wodurch bei gegebener Nachfrage nach einer bestimmten Leistung die Anzahl der benötigten Produkte reduziert werden kann. Zum anderen ist auch denkbar, dass zukünftig infolge veränderter Lebensstile die Nachfrage nach bestimmten Produkten und Dienstleistungen zurückgehen wird. Dadurch könnte in der Folge auch die Nachfrage nach Grundstoffen rückläufig sein.

In den Pfaden der vorliegenden Arbeit wird kein Rückgang der Nachfrage nach Grundstoffen infolge einer längeren oder intensiveren Nutzung von Produkten oder infolge von Suffizienz angenommen. Das gleiche gilt auch für die meisten vorliegenden Klimaschutzszenarien für Deutschland (Samadi und Lechtenböhrer 2022). Die hierfür notwendigen Verhaltens- und Lebensstiländerungen werden häufig in Szenarien als nicht umsetzbar eingeschätzt. Entsprechende Änderungen sind jedoch über den Verlauf von über zwei Jahrzehnten auch nicht gänzlich ausgeschlossen. Grundsätzlich wird das Potenzial der Reduktion von Grundstoffnachfrage alleine für eine intensivere Nutzung von Produkten in der Literatur hoch eingeschätzt: So sehen Grubler et al. (2018) das Potenzial, durch entsprechende Maßnahmen den zukünftigen globalen Stahlbedarf (gegenüber einer global deutlich wachsenden Referenzentwicklung) um 10 % zu reduzieren und den Bedarf nach petrochemischen Produkten sogar um 25 %.

Bei der deutschen Stahlindustrie kommt hinzu, dass dauerhaft erhöhte Erdgaspreise die Umsetzung der bestehenden Transformationspläne der Industrie in Richtung einer klimaneutralen Primärproduktion deutlich verteuern würden. Denn deutsche Stahlhersteller wie Thyssenkrupp (2021b) und Salzgitter (2021) planen, bei ihrem schrittweisen Umstieg von Hochöfen auf Direktreduktionsanlagen zunächst hohe Anteile von Erdgas in diesen neuen Anlagen zu verwenden, und erst im Laufe der 2030er Jahre (Salzgitter) bzw. 2040er Jahre (Thyssenkrupp) – wenn grüner Wasserstoff voraussichtlich in größerer Menge und zu günstigeren Preisen verfügbar sein wird – den Anteil von Wasserstoff am Gaseinsatz in Richtung 100 % zu erhöhen. Die Strategie der Nutzung von Erdgas als „Brücken-Energieträger“ ist für die Transformationspläne der Stahlindustrie von zentraler Bedeutung (WV Stahl 2021b). Dauerhaft höhere Gaspreise könnten dazu führen, dass neue Investitionen in Direktreduktionsanlagen in anderen Regionen der Welt attraktiver werden (relativ zu Deutschland) – dort, wo kurz- bis mittelfristig Erdgas und mittel- bis langfristig grüner Wasserstoff günstiger verfügbar ist bzw. sein wird. Dies könnte dazu führen, dass die Stahlerzeugung oder zumindest die Eisenschwammerzeugung zukünftig verstärkt in anderen Ländern der Welt stattfinden wird.

In Abschnitt 6.3.5 werden mögliche politische Maßnahmen zur Eindämmung der mit den gegenwärtig hohen Erdgas- und Strompreisen verbundenen Risiken für die deutsche Grundstoffindustrie diskutiert.

6.3 Chancen

Sofern die Transformation der deutschen Grundstoffindustrie bis zum Jahr 2045 entsprechend der in Pfad A oder Pfad B dargelegten Entwicklungen gelingen wird, bieten sich infolgedessen auch beträchtliche Chancen für die deutsche Wirtschaft, die im Folgenden dargelegt werden.⁷⁹

6.3.1 Potenzielle Technologieführerschaft auf den grünen Grundstoffmärkten der Zukunft

Ein frühzeitiger Einstieg in klimaneutrale (Grundstoff-)Produktionsprozesse und damit auch in die entsprechenden Schlüsseltechnologien würde der deutschen Grundstoffindustrie die Möglichkeit bieten, in deren Einsatz eine Führerschaft zu übernehmen. Es ist davon auszugehen, dass diese Schlüsseltechnologien wie wasserstoffbetriebene Direktreduktionsanlagen, Oxyfuel-CCS-Anlagen oder Anlagen für das chemische Recycling von Kunststoffabfällen aufgrund eines wachsenden Klimaschutzdrucks früher oder später auch in anderen Ländern bzw. Weltregionen zum Einsatz kommen werden. Dann hätte die deutsche Grundstoffindustrie durch ihren zeitlichen Vorsprung in der Nutzung das Potenzial, über Lerneffekte bereits frühzeitig Kostensenkungen und somit Wettbewerbsvorteile zu erzielen. Dies gilt insbesondere dann, wenn auch frühzeitig und ggf. mit staatlicher Unterstützung die notwendigen Infrastrukturen aufgebaut werden, mit denen die benötigten Energieträger (Strom oder Wasserstoff) möglichst kostengünstig zu den entsprechenden Standorten transportiert bzw. im Fall von CCS-Technologie das anfallende CO₂ möglichst günstig entsorgt werden kann. Auch bezüglich möglicher langfristiger Kooperationsverträge mit Ländern, aus denen aufgrund ihrer natürlichen Potenziale Wasserstoff oder aus Wasserstoff erzeugte synthetische Energieträger relativ kostengünstig bezogen werden können, kann ein frühzeitiger Einstieg zu mittel- bis langfristigen Wettbewerbsvorteilen für deutsche Industriestandorte führen.

⁷⁹ Die folgenden Ausführungen zu den Chancen für die deutsche Wirtschaft basieren im Wesentlichen auf Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019) und wurden für den vorliegenden Bericht angepasst und aktualisiert.

Gleichzeitig kann ein frühzeitiger Einstieg in die klimafreundlichen Schlüsselprozesse aus Sicht der deutschen Grundstoffindustrie auch als ein Beitrag zur Minimierung zukünftiger Regulierungsrisiken gesehen werden. So ist nicht auszuschließen, dass zukünftig einzelne Länder bzw. Weltregionen den Import von emissionsintensiv erzeugten Grundstoffen verbieten oder verteuern. Ein frühzeitiger Einstieg in die klimaneutrale Produktion und die damit einhergehende Beherrschung der entsprechenden Schlüsseltechnologien kann diesem Regulierungsrisiko entgegenwirken.

6.3.2 Wachsende grüne Märkte für den Maschinen- und Anlagenbau

Ein frühzeitiger Einstieg in die Schlüsseltechnologien für eine klimaneutrale Industrieproduktion böte gleichzeitig auch erhebliche Chancen für den Maschinen- und Anlagenbau in Deutschland. Auch dieser könnte in einem zukünftig voraussichtlich dynamisch wachsenden internationalen Markt von den Lerneffekten profitieren, die sich aus frühzeitigen Investitionen in Deutschland ergeben würden. Für eine solche Technologieführerschaft bringt der deutsche Maschinen- und Anlagenbau aufgrund seiner hervorragenden Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten beste Voraussetzungen mit.⁸⁰ Ein frühzeitiger Einstieg in diese Technologien im Heimatmarkt Deutschland würde die Chancen stark erhöhen, dass der Maschinen- und Anlagenbau auch in diesem zukünftig stark wachsenden internationalen Markt eine bedeutende Rolle einnehmen wird und somit auch für inländische Wertschöpfung und eine Vielzahl hochwertiger Arbeitsplätze sorgen wird. Deutschland könnte so seine bereits gegenwärtig bestehende führende internationale Rolle beim Export von potenziellen Umwelt- und Klimaschutzgütern (UBA 2021) weiter stärken.

6.3.3 Stabilisierung und Attraktivierung bestehender Produktionsstandorte

Sofern es gelingt, frühzeitig erste Infrastrukturprojekte für eine Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie umzusetzen und gleichzeitig eine klare und glaubhafte längerfristige Perspektive für den weiteren Infrastrukturausbau zu formulieren, könnte dies in Hinblick auf die zukünftige industrielle Produktion einen gewichtigen Standortvorteil für Deutschland darstellen. Ein entsprechender Infrastrukturausbau könnte auf diese Weise bestehende Standorte „zukunftsicher“ machen und gleichzeitig neue Produzenten der Grundstoffindustrie oder auch Unternehmen der nachgelagerten Wertschöpfungsketten anlocken.

So muss sich beispielsweise die Stahlindustrie sicher sein können, dass sie in Zukunft an ihren derzeitigen deutschen Standorten der Primärstahlerzeugung Wasserstoff in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Kosten beziehen kann. Nur dann wird sie bereit sein, neue Direktreduktionsanlagen zur Nutzung von Wasserstoff an bestehenden Standorten zu errichten. Ähnlich verhält es sich in Bezug auf die Zementindustrie: Die Betreiber von Zementwerken werden nur dann in Anlagen zur CO₂-Abscheidung investieren, wenn sie sich sicher sein können, dass angemessene Rahmenbedingungen die zügige Errichtung einer CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur ermöglichen werden.

Die ersten Schritte des Aufbaus von Infrastruktur für eine klimaneutrale Grundstoffindustrie sollten daher möglichst zeitnah erfolgen und sich auf diejenigen Regionen konzentrieren, in denen aufgrund der gegenwärtigen Industriestruktur und der Absichtserklärungen vorhandener

⁸⁰ Die Exportquote des deutschen Maschinenbaus lag im Jahr 2020 bei 81 % (VDMA 2021).

Unternehmen bereits in der zweiten Hälfte des aktuellen Jahrzehnts eine relevante Nachfrage (z. B. nach Wasserstoff) entstehen könnte (Lechtenböhrer et al. 2019).

6.3.4 Positive Wirkung von Klimaschutz auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland

Zwar beträgt der Anteil der deutschen Industrie an den globalen (direkten) industriellen CO₂-Emissionen nur knapp zwei Prozent (Jahr 2020 nach UBA 2022a; IEA 2022a), jedoch könnte ein frühzeitiger Einstieg Deutschlands in klimaschonende Schlüsseltechnologien einen positiven Einfluss auf den globalen Klimaschutz im Industriesektor haben, der deutlich über die direkten Minderungsbeiträge hinausgeht. So würden frühzeitige Investitionen in Pilot- und Demonstrationsanlagen wie auch kommerzielle Anlagen dazu führen, dass die mit neuen Technologien und Prozessen verbundenen Unsicherheiten abgebaut und Lerneffekte realisiert werden. Das könnte dazu beitragen, die Investitions- und Betriebskosten für die Errichtung ähnlicher Anlagen im Ausland zu senken, was wiederum ein schnelles Nachziehen anderer Länder und Regionen wahrscheinlicher macht. Falls im Ausland dann entsprechend geeignete regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, entstünde für weltweit agierende deutsche Technologieanbieter die Möglichkeit, ihre globale Marktposition zu stärken und durch ihre Technologien weit über Deutschland hinaus zu signifikanten THG-Minderungen beizutragen. Ähnliche positive Effekte auf den internationalen Klimaschutz haben sich bereits durch die in den letzten zwei bis drei Jahrzehnten in Deutschland erfolgte frühzeitige und intensive Förderung beziehungsweise Markteinführung von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben (Buchholz et al., 2019).

Die Kombination aus frühzeitigen inländischen Klimaschutzmaßnahmen und erfolgreichem internationalem Klimaschutz wiederum würde Deutschland einer Studie von Deloitte (2021) zufolge eine positivere langfristige wirtschaftliche Entwicklung ermöglichen als im Falle eines ausbleibenden Klimaschutzes. Dies liege laut der Studie „in den vermiedenen Schäden ebenso wie in neuen wirtschaftlichen Chancen“ infolge des Klimaschutzes. Die in der Studie verwendete makroökonomische Modellierung geht in diesem Fall für das Jahr 2070 von über 800.000 mehr Arbeitsplätzen in Deutschland aus verglichen mit einem Szenario, in dem kein Klimaschutz betrieben wird.

6.3.5 Minderung der Importabhängigkeit bei Energieträgern und Rohstoffen

Durch die Transformation des Energie- und Industriesystems entsprechend der in diesem Bericht dargestellten Pfade A und B wird es bis 2045 zu einem deutlichen Rückgang der Importabhängigkeit der im Industriesektor (wie auch in anderen Sektoren) eingesetzten Energieträger kommen (s. auch die gesonderten Einschätzungen in Hinblick auf die Stahl-, Zement- und HVC-Produktion in Tabelle 39). So lag im Jahr 2021 der Anteil der nahezu vollständig importierten Energieträger Erdgas (32 %), Steinkohle (13 %) und Erdöl (4 %) am Endenergieverbrauch der Industrie bei knapp 50 % (AG Energiebilanzen 2022b). Im Jahr 2045 dominieren hingegen in den Pfaden A und B die Energieträger Strom, Wasserstoff und Biomasse im Endenergieverbrauch der Industrie. Zumindest Strom und Biomasse werden in der gesamten Zeitspanne inländisch erzeugt. In Bezug auf Wasserstoff nehmen die meisten vorliegenden Gesamtsystemszenarien an, dass 2045 mindestens rund 30 bis 40 Prozent des Bedarfs durch inländische Erzeugung gedeckt werden kann. Mit einer entsprechend stark verminderten Importabhängigkeit bei den Energieträgern verringert sich auch die Gefahr von Lieferunterbrechungen oder starken Preiserhöhungen infolge internationaler Krisen. Bei der Rohstoffversorgung kann in den Pfaden A und B in gewissem Umfang – insbesondere durch höhere Recyclingraten und eine teilweise inländische Erzeugung von chemischen Feedstocks – ebenfalls die Importabhängigkeit reduziert werden.

7 Politische Weichenstellungen zur Realisierung der Entwicklungspfade

7.1 Kategorien politischer Instrumente

Vorbemerkung: Der Begriff „Maßnahme“ wird in der deutschen Politiksprache zumeist für zwei unterschiedliche Sachverhalte verwendet: Einerseits werden unter „Maßnahmen“ technische Lösungen oder Einrichtungen zur Minderung von Emissionen, wie zum Beispiel elektrisch betriebene Steamcracker, Direktreduktionsanlagen, CCS-Technologie samt Infrastruktur verstanden. Andererseits werden unter dem Begriff „Maßnahmen“ politische Handlungen, veränderte Rahmenbedingungen, Aktivitäten, die zur Umsetzung dieser technischen Lösung anreizen sollen, verstanden. Um diese beiden Kategorien besser auch begrifflich zu unterscheiden, wird in dieser Studie der Begriffe „Maßnahmen“ ausschließlich für die Kategorie der technischen Lösungen verwendet. Für die Handlungsoptionen auf der politischen Seite wird der Begriff „Instrumente“ eingesetzt. Diese Begriffsverwendung hat sich leider als Konvention seit Jahren nicht durchgesetzt, ist aber zur Klärung des Gemeintem ungemein praktisch, daher wollen wir an dieser Stelle auch gern nochmals dafür werben.

Grundsätzlich können politische Instrumente nach den drei Grundkategorien

- Ordnungsrecht (Standards, Anforderungen),
- marktorientierte Instrumente (Preise, Steuern) und
- Förderinstrumente (finanzielle Anreize, Kompensation von Mehrkosten etc.)

unterschieden werden. Diese Kategorien können je nach Anwendungsfall und Ausgestaltung feiner aufgeschlüsselt werden; es sind auch „hybride“ Instrumentenformen denkbar, wie von Förderung flankiertes Ordnungsrecht. Im Folgenden werden die Grundkategorien kurz beschrieben und mögliche Wirkungsweisen erläutert.

Ordnungsrecht

Unter der Kategorie „ordnungsrechtliche Instrumente“ werden verpflichtende und teilweise strafbewehrte Ge- und Verbote, Standardsetzungen etc. zusammengefasst, an denen sich Akteure bei der Ausgestaltung ihrer Prozesse und Produkte zwingend zu orientieren haben. Typische Beispiele finden sich im Baurecht (z. B. energetische Mindeststandards bei Neubauten, aber auch Anforderungen an Statik und Sicherheit von Gebäuden), bei Sicherheitsvorschriften für Geräte, im Immissionsschutzrecht etc. Mit ordnungsrechtlichen Instrumenten werden die mit den geforderten Standards verbundenen Kosten oder Investitionen dem Akteur abverlangt, der den Prozess betreibt, in diesen investiert oder das Produkt erzeugt.

Im Falle der in dieser Studie diskutierten Produkte der Grundstoffindustrie würden ordnungsrechtliche Instrumente z. B. verlangen, dass die Produkte ab einem bestimmten Zeitpunkt ohne Treibhausgasemissionen hergestellt werden müssten. Je nach Produkt und Rahmenseetzungen könnte noch spezifiziert werden, ob CCS als Lösungsoption in Frage kommt oder nicht, z. B. wenn Alternativen bestehen. Neben der „Produktionsseite“ wäre aber auch denkbar, dass die „Nachfrageseite“ mit ordnungsrechtlichen Standards belegt wird, dass z. B. nur noch Fahrzeuge zugelassen werden, die mit „grünem Stahl“ gebaut wurden.

Das Problem der internationalen Wettbewerbsfähigkeit in einigen kritischen Branchen, also Mehrkosten durch ordnungsrechtlich geforderte Standards, die bei Wettbewerbsprodukten in anderen Ländern nicht auftreten, können ordnungsrechtliche Instrumente nur adressieren, wenn sie über nationale Grenzen hinweg harmonisiert werden. Da solche Harmonisierungs- und Abstimmungsprozesse – gerade im Klimaschutz – erfahrungsgemäß zeitintensiv sind, wären solche Instrumente eher als Zielpunkt einer Entwicklung im internationalen Klimaschutz anzusehen; als Startpunkt in einer „Early mover“-Situation wären wahrscheinlich andere Instrumente, die auf nationaler Ebene wirken können, zielführender und vor allem schneller umsetzbar.

Marktorientierte Instrumente

Unter „marktorientierten Instrumenten“ werden vor allem solche Instrumente verstanden, die die Rahmenbedingungen von Märkten so verändern, dass vorher „unsichtbare“ Eigenschaften wie externe Effekte oder Emissionen in den entsprechenden Märkten durch Preissignale sichtbar werden und entsprechende Impulse für das Agieren der Marktteilnehmer setzen.

Prominenteste Beispiele im Klimaschutz sind die Belegung von Emissionen mit Preisen, die z. B. die Preisrelationen zwischen Energieträgern verändern oder dazu führen, dass Effizienzmaßnahmen wirtschaftlicher werden. Unterscheidungen innerhalb dieser Instrumentengruppe erfolgen einerseits nach den Preisbildungsmechanismen (Festlegung, Steuer, Zertifikatemarkt), andererseits nach der Verwendung der über die Preise eingenommenen Mittel (z. B. Rückverteilung, Fondsbildung für Förderinstrumente, Zuführung zum allgemeinen Haushalt). Die Erfahrungen mit dem EU-ETS zeigen, dass solche Instrumente grundsätzlich in der erwarteten Weise wirken können und auch – mit entsprechendem Verhandlungsvorlauf – über nationale Grenzen hinaus eingeführt werden können. Auf diese Weise werden innereuropäisch bereits ähnliche Rahmenbedingungen für energieintensive Produktionen geschaffen.

Da in verschiedenen Produktgruppen der internationale Wettbewerb jedoch deutlich über Europa hinaus geht, müssten solche Instrumente über die EU hinaus erweitert werden. Anstrengungen dazu sind vorhanden, aber, wie auch beim Ordnungsrecht oder der Abstimmung von Zielen und Burden-sharing, zeitaufwendig. Mit den in internationalen Kontexten zu erwartenden CO₂-Preisen wären die Investitionen in Dekarbonisierung, die insbesondere bei Primärstahl und HVC zu stemmen wären, voraussichtlich anfangs noch nicht wirtschaftlich. Mittel- und längerfristig könnten ein internationaler Emissionsmarkt oder internationale Preiskorridore für THG-Emissionen aber eine ähnlich attraktive Zielkonstellation sein wie international abgestimmte ordnungsrechtliche Standards.

Ein mögliches „Hybrid“ zwischen Ordnungsrecht und marktorientiertem Instrument ist die Gestaltung von Märkten selbst, wie sie beispielsweise unter dem Stichwort „Strommarktdesign“ diskutiert wird. Die verbindliche Festlegung der Funktionsweise des Marktes, der Preisbildung und der zu berücksichtigenden Elemente („der Markt sieht nicht, was er nicht kennt“) wird mit ordnungsrechtlichen Mechanismen umgesetzt.

Förderinstrumente

Förderinstrumente werden eingesetzt, um Investitionen anzureizen, die unter den aktuellen Rahmenbedingungen sonst wirtschaftlich für die Investoren unattraktiv wären. Grob gesprochen, werden Zuschüsse ausgereicht. Differenzierungen gibt es nach der Art der finanziellen Hilfen (z. B. Investitionskostenzuschüsse, gesicherte Abnahmepreise, zinsverbilligte Kredite) sowie nach der Herkunft der Finanzmittel (Steuermittel, Fondslösungen außerhalb des Haushalts, direkte Verteilungen auf entsprechende Produktpreise wie beim EEG). Weitere Differenzierungsoptionen

bestehen in der Flexibilität der Ausgestaltung und der Reagibilität auf jeweilige Preis- und Kosten-niveaus.

Förderinstrumente unterliegen in Höhe, Anteilen und Ausgestaltungen Begrenzungen durch nationales und internationales Beihilferecht. Hierbei geht es exakt auch um das Austarieren möglicher Interessenkonflikte zwischen den geförderten Produkten und ihren ungeförderten Konkurrenzprodukten oder -produzenten aus anderen Ländern.

Mit Förderinstrumenten wurden und werden zahlreiche technische Lösungen der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien gefördert. Insbesondere werden solche Finanzierungshilfen bei Forschungsprojekten eingesetzt, die noch eine gewisse Entfernung zur Marktreife aufweisen.

Förderinstrumente sind zumeist relativ leicht umzusetzen. Häufig werden die aus haushaltsrechtlichen Anforderungen stammenden Informationsaufwände zur Beantragung der Förderung von interessierten Akteuren als aufwändig empfunden, die entsprechende Bürokratie kann wiederum kontraproduktiv wirken. Haushaltsabhängige Förderprogramme führen häufig zu Investitionsunsicherheit, da sie von den jeweiligen jährlichen Haushaltsansätzen abhängig sind.

Förderinstrumente werden in der Theorie häufig als Anschubfinanzierungen verstanden, um Lernkurven anzureizen. Wenn die Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellen Lösungen (wie bei den Grundstoffindustrien in Kapitel 5 dargestellt, und damit auch gegenüber dem internationalen Wettbewerb) reduziert sind, sollten sie überflüssig werden. Grenzausgleichsinstrumente sowie Bonus-Malus-Instrumente können als Hybride zwischen marktorientierten und Förderinstrumenten eingeordnet werden.

Aktuell ist für die Industrie bereits eine aufwändige Förderkulisse in Kraft, die auch in Teilen spezifisch von der Grundstoffindustrie im Transformationsprozess nutzbar ist. Die für die einzelnen Branchen sowie die Wasserstoffproduktion Unterstützung bietenden Programme sind in Abschnitt 4.1.1 im Detail aufgeführt.

Als Förderinstrumente im weiteren Sinne können Finanzierungsinstrumente wie „Green Finance“ verstanden werden, bei denen eine (taxonomisch definierte) gesicherte Qualität der finanzierten Projekte eine Attraktivität für bestimmte Investoren erhöhen soll – selbst, wenn kürzerfristige Renditen zunächst geringer ausfallen sollten. Solche Instrumente sind geeignet, „grüne Märkte“ (mit) zu etablieren, allerdings ist für eine solche Finanzierung die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit der Produktionsprozesse Voraussetzung; wo diese noch nicht gegeben ist, müssen entsprechende Lücken über andere Mechanismen (z. B. FuE-Investitionen der Unternehmen oder Förderprogramme) adressiert werden.

7.2 Anforderungen an die Gestaltung von Politikinstrumenten

In Abschnitt 6.2 wurden Risiken diskutiert, die zu deutlich geringeren inländischen Grundstoff-Produktionsmengen führen könnten als in den im Rahmen dieser Arbeit erstellten Pfaden unterstellt. Im Folgenden werden Politikinstrumente aufgeführt, deren Umsetzung zu einer Minderung dieser Risiken führen könnten. Dabei besteht nicht der Anspruch, alle denkbaren Politikinstrumente aufzuführen, sondern auf ausgewählte, vielfach derzeit auch in Wissenschaft und Politik diskutierte Instrumente hinzuweisen, die von den Autor:innen oder den im Rahmen dieser Arbeit befragten Experten als prinzipiell geeignet eingeschätzt werden. Dabei ist zu betonen, dass die

Auswahl und die Mischung der Politikinstrumente in den Entscheidungsbereich der Politik fällt und durch die folgende Diskussion nicht vorweggenommen werden soll.

7.2.1 Verhinderung von Carbon Leakage

Um Carbon Leakage zu vermeiden, ist ein möglichst umfassender Schutz der deutschen Industrie vor konkurrierenden Unternehmen aus dem (vor allem nicht-EU-) Ausland notwendig, sofern und soweit die ausländischen Unternehmen aufgrund geringerer CO₂-Kosten günstiger produzieren können. Dieser Schutz sollte möglichst sowohl für Importe in den heimischen Markt greifen als auch für Exporte in ausländische Märkte. Das bisher genutzte Instrument einer (zum Teil) kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten sollte dabei aber – wie derzeit im Rahmen des EU-ETS geplant – schrittweise abgebaut werden, um nicht Anreize für eine klimafreundliche Umstellung der Produktion zu reduzieren. Ein mögliches Instrument für Carbon-Leakage-Schutz ist ein Grenzgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM). Die Einführung eines solchen Mechanismus hat die Europäische Kommission vorgeschlagen und die genaue Ausgestaltung wird derzeit diskutiert. Ein solcher Mechanismus könnte durch weitere Instrumente – wie beispielsweise einen so genannten Klimaclub (Hermwille et al. 2022) – flankiert werden, um verschiedene, in der praktischen Umsetzung möglicherweise unvermeidbare Schwächen eines CBAM zu kompensieren (ERCST 2021, Jakob 2021).

Rothermel (2022) sieht bei dem derzeit auf europäischer Ebene diskutierten CBAM noch ungelöste Probleme. Er verweist unter anderem auf die bisher nicht vorgesehene Kompensation von Mehrkosten im Fall von Exporten sowie auf Sorgen, dass das Instrument von ausländischen Wettbewerbern umgangen werden kann.

Theuringer und Klatter (2022) betonen im Zusammenhang mit dem CBAM insbesondere das Risiko von „Resource Shuffling“ (CRU 2021). Dies beschreibt die Möglichkeit, dass ausländische Hersteller diejenigen Teile ihrer Grundstoffproduktion, die relativ klimafreundlich sind (bzw. durch eine geschickte Allokation von z. B. Energieträgern als relativ klimafreundlich ausgewiesen werden können), in die EU exportieren, dafür aber ihre heimisch genutzten Grundstoffe (und ggf. die in andere Länder ohne CBAM exportierten Grundstoffe) CO₂-intensiver werden. In einem solchen Fall könnten klimafreundliche, aber aufgrund des „Resource Shuffling“ relativ kostengünstige Grundstoffe aus dem Ausland auf den EU-Markt drängen und die Wettbewerbsfähigkeit heimischer grüner Produktionsanlagen gefährden, ohne dass es zu einer tatsächlichen Minderung globaler CO₂-Emissionen kommt.

7.2.2 Verhinderung bzw. Begrenzung von Green Leakage

Eine Reihe von Maßnahmen bzw. Instrumenten kann das zukünftige Risiko der Abwanderung industrieller Produktion aufgrund von Green Leakage reduzieren. Hierzu gehört insbesondere ein konsequenter Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, um zukünftig in großen Mengen und zu günstigen Grenzkosten⁸¹ grünen Strom (für den direkten Einsatz sowie für die Herstellung von Wasserstoff) erzeugen und somit die Kostendifferenz gegenüber anderen Regionen verringern zu können. Eine frühzeitige Optimierung der Infrastruktur für den Import und den Transport

⁸¹ Ein sehr starker Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland kann zwar dazu führen, dass infolge eines zunehmenden Rückgriffs auf schlechtere Wind- und Solar-Standorte die durchschnittlichen Gestehungskosten im Stromsystem ansteigen. Sofern aber die energieintensive Industrie auch zukünftig von weitreichenden Ausnahmeregelungen profitieren wird (u. a. in Bezug auf die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und die Netzentgelte), könnten die Industriestrompreise durch einen starken Erneuerbaren-Ausbau dennoch sinken – als Folge des Merit-Order-Prinzips der Strompreisbildung.

sowie die Verteilung grüner Energieträger in Deutschland und Europa könnte zudem ebenfalls helfen, die zukünftigen Preise grüner Energieträger in Deutschland in Grenzen zu halten.

Wettbewerbsfähige Strompreise haben eine hohe Bedeutung für Investitionen in klimafreundliche Produktionsanlagen insbesondere in der Stahl- und Chemieindustrie (Rothermel 2022; Theuringer und Klatt 2022). Die aktuelle Energiepreiskrise mit den extremen Steigerungen bei Gas- und Strompreisen macht deutlich, dass Energiepreisschwankungen für solche Investitionen in der Industrie ein großes Problem darstellen. Auf europäischer Ebene werden derzeit Reformen des Strommarktes diskutiert, die die Preisbildungsmechanismen gegenüber dem heutigen System verändern würden. Auf nationaler Ebene prüft das BMWK zudem derzeit Optionen, die Schwankungen der Strompreise für Industriekunden zu beschränken, z. B. durch ein Pooling von Abnahmeverträgen, denen dann der zukünftig nach dem CfD-Modell (Contracts for Difference) erzeugte erneuerbare Strom geliefert würde (Schlandt 2022). Der VCI schlägt die Einführung eines (idealerweise europäisch ausgestalteten) „Industriestrompreises“ vor (VCI 2021b), übergangsweise sollte nach Rothermel (2022) auch über einen Industriegaspreis nachgedacht werden.

Die Vor- und Nachteile von grundlegenden Änderungen am Strommarktdesign sind derzeit stark umstritten und müssen sehr gründlich abgewogen werden. Mögliche Wirkungen solcher Reformen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und ihrer Transformationsperspektiven sollten bei dieser Prüfung eine wichtige Rolle spielen.

Wichtig sind zusätzlich Rahmenbedingungen für den Energiemarkt, die eine effiziente Nutzung erneuerbarer Energien in der klimafreundlichen Industrieproduktion unterstützen. Hierzu kann eine Reform der Netzentgelte (Agora et al. 2021) ebenso beitragen wie rechtliche Anpassungen für eine leichtere Nutzung grüner Stromlieferverträge durch Industrieunternehmen (dena 2020).

Die Schaffung von rechtlichen, wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen zur Maximierung der Potenziale der Kreislaufwirtschaft könnte Green Leakage ebenfalls entgegenwirken, denn die Herstellung von Sekundärgrundstoffen ist grundsätzlich mit deutlich niedrigerem Energiebedarf verbunden als die Herstellung von Primärgrundstoffen (Gutowski et al. 2013). Folglich wirken auch höhere Energiepreise weniger stark auf die Wettbewerbsfähigkeit der Sekundärproduktion als auf die der Primärproduktion. Zudem weist die Sekundärproduktion häufig den Vorteil auf, dass die benötigten Rohstoffe (in Form von Reststoffen) in der Regel inländisch bzw. in Europa vorhanden sind.

Deutschland hat im Vergleich zu vielen anderen Ländern der Welt eine Reihe von Stärken bei anderen (d. h. über die Energiekosten hinausgehenden) wichtigen Standortfaktoren (Bähr und Bardt 2021, Schwab 2019). Um bei der Standortwahl von Unternehmen mögliche Nachteile Deutschlands hinsichtlich der Energiekosten zu kompensieren und damit die Wahrscheinlichkeit für Green Leakage zu verringern, können Anstrengungen unternommen werden, um die vorhandenen Stärken zukünftig zu erhalten bzw. sogar weiter auszubauen. Solche Anstrengungen können z. B. die Verfügbarkeit von Fachkräften, eine hohe Rechtssicherheit oder die Zuverlässigkeit der Energieversorgung in den Blick nehmen. Ein Fokus kann bei diesen Bemühungen auf der Stärkung nachgelagerter Wertschöpfungsstufen liegen. Entsprechende Maßnahmen (bei der chemischen Industrie z. B. in der Form eines Ausbaus von Produktpipelines zu günstiger gelegenen Standorten im angrenzenden Ausland) können die Wahrscheinlichkeit reduzieren, dass zukünftige Abwanderungen von Teilen der Grundstoffindustrie zu weiteren Abwanderungen nachgelagerter Wertschöpfungsstufen führen.

7.2.3 Zeitnahe Schaffung ausreichend klarer Rahmenbedingungen

Um trotz der derzeit bestehenden Unsicherheiten über die zukünftigen Rahmenbedingungen (u. a. hinsichtlich des CO₂-Zertifikatspreises, des zukünftigen Ausmaßes grüner Märkte sowie der zukünftigen Preise für grünen Strom und grünen Wasserstoff) dennoch langfristige Investitionen in eine klimafreundliche Grundstoffproduktion zu ermöglichen, können staatliche Förderinstrumente aufgesetzt werden. Diese ermöglichen es den Unternehmen – in begrenztem Umfang und begrenztem zeitlichen Rahmen – Mehrkosten der klimafreundlichen Produktion von Grundstoffen gegenüber der konventionellen Produktion erstattet zu bekommen. Ein mögliches Instrument hierfür sind Klimaschutzverträge (Agora Industrie et al. 2022), die derzeit auch von der Bundesregierung geplant werden.

Klimaschutzverträge werden jedoch notwendigerweise einen begrenzten Umfang und eine begrenzte Laufzeit aufweisen. Um langfristige Investitionen umfassend abzusichern, sollte die Politik deshalb gleichzeitig klare Rahmenbedingungen für die zukünftige Entwicklung „grüner Märkte“ vorgeben. Hierzu können zum Beispiel im Rahmen der vorgeschlagenen neuen europäischen Ökodesign-Verordnung im Zeitverlauf schärfer werdende Mindeststandards für die Grundstoffproduktion gesetzt werden. Auch Vorgaben für die Nutzung „grüner“ Grundstoffe im Rahmen des öffentlichen Beschaffungswesens können ein starker Hebel zur Schaffung einer gesicherten Nachfrage nach klimaneutral hergestellten Grundstoffprodukten sein (IEA 2022b; CISL und Agora 2021). Einheitliche Kriterien und Definitionen für „grüne“ Grundstoffprodukte sind eine zentrale Voraussetzung für solche Standards (IEA 2022b, Fleischanderl 2022).

Ein weiterer Bereich, in dem aufgrund langer Vorlaufzeiten die baldige Schaffung eines ausreichend klaren regulatorischen Rahmens notwendig ist, sind Verfahren zur Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO₂ (CCUS). Nur wenn ausstehende rechtliche Fragen sowie politische und ökonomische Fragen zum Transport, zur Speicherung und zur Nutzung von CO₂ geklärt sind, kann es hier zur Umsetzung größerer Projekte und Infrastrukturvorhaben kommen (Benrath 2021). Auch nach Lampe (2022) sollte vor dem Hintergrund der zu erwartenden langen Vorlaufzeiten umgehend mit der Planung und Umsetzung eines CO₂-Leitungsnetzes begonnen werden, damit rechtzeitig die benötigten Leitungen zur Verfügung stehen, um den Transport des aus der Zementherstellung abgeschiedenen CO₂ zu ermöglichen.

Zusätzlich zu konkreten politischen Instrumenten ist ein glaubwürdiges „Signaling“ der Politik wichtig, die Grundstoffindustrie in Deutschland halten zu wollen und sie bei der anstehenden Transformation zu unterstützen.

7.2.4 Adressierung der mit den derzeit hohen Erdgaspreisen verbundenen Risiken

Sollte dauerhaft ein Bezug von Erdgas aus Russland nicht möglich bzw. nicht gewünscht sein, sollten Bemühungen fortgesetzt werden, Erdgas (für eine notwendige Übergangszeit) aus anderen Ländern zu beziehen. Dies wird in erster Linie über zusätzliche LNG-Importe möglich sein. Bei den dafür notwendigen Verträgen mit Lieferländern und dem Infrastrukturausbau in Deutschland sollte bedacht werden, dass der Erdgas-Bedarf in den kommenden Jahren und insbesondere im Laufe der 2030er Jahre deutlich sinken wird, wenn die bestehenden klimapolitischen Ziele eingehalten werden sollen (Vermeidung von „fossilem Lock-in“).

Ein dynamischer inländischer Hochlauf der Produktion von grünem Wasserstoff könnte mittelfristig den Erdgasbedarf der Industrie möglicherweise schneller senken als bisher in Szenarien vorgesehen. Eine zentrale Bedingung hierfür ist ein deutlich beschleunigter Ausbau der

erneuerbaren Energien gegenüber den vergangenen Jahren. Bei ausreichend schneller Degression der Erzeugungskosten für grünen Wasserstoff und einem steigenden CO₂-Preis – in Richtung 100 bis 200 Euro/Tonne – könnte bereits im Laufe der 2030er Jahre (bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger) ein Kostenvorteil gegenüber der Nutzung von Erdgas entstehen (Agora und Guidehouse 2021).

Ebenfalls könnte der Erdgasbedarf auch durch eine beschleunigte Elektrifizierung des industriellen Wärmebedarfs gesenkt werden (Münnich 2022).

Um jedoch bei anhaltend hohen Erdgaspreisen einen kurzfristigen Verlust industrieller Produktion in Deutschland zu vermeiden bzw. zu begrenzen, könnte auch eine schnelle und umfangreiche Förderung von Investitionen und des Betriebs klimaneutraler Produktion notwendig sein. Ein Förderinstrument wie Klimaschutzverträge kann beispielsweise die Stahlindustrie vor hohen Erdgas- und Strompreisen (infolge eines Umstiegs von der Hochofen-Route zur DRI-EAF/SAF-Route) schützen – allerdings mit höherem staatlichem Förderbedarf aufgrund der höheren Erdgaspreise. Fleischanderl (2022) schlägt einen Deckel für die Energie- bzw. Gaspreise der Industrie vor, mit entsprechender finanzieller Unterstützung der Politik, um auf diese Weise auch in der derzeitigen Krisensituation die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven eisen- und stahlerzeugenden Prozesse zu erhalten.

7.3 Mögliches Instrumentenbündel, notwendige Rahmenbedingungen

7.3.1 Ausgangslage

Die vorangegangenen Analysen zeigen zusammengefasst ein facettenreiches Bild in Bezug auf die Transformation der emissionsintensiven Grundstoffindustrie:

- Die Transformation ist technisch möglich, die erforderlichen Technologien sind bekannt und erprobt, haben das Laborstadium erfolgreich hinter sich gelassen.
- Z. T. erscheinen die möglichen Alternativtechnologien wechselseitig exklusiv – zu bestimmten Zeitpunkten im Transformationsprozess sind also Pfadentscheidungen erforderlich. Ab diesen Entscheidungen können entsprechende Unterstützungsinstrumente nicht mehr technologieoffen sein.
- Bei geringerer internationaler Einbindung (Pfad A) werden die Kosten insgesamt deutlich höher als bei stärkerer internationaler Kooperation (Pfad B) – aber die Gesamteffizienz der Prozesse und des Materialeinsatzes höher (vgl. Abschnitt 4.3.5). Es wäre gut, in einem resultierenden Pfad die positiven Effekte miteinander zu verbinden, und die Einsatzeffizienz der Materialien zusätzlich anzureizen.
- Bei der Stahl- und Zementproduktion sind erhebliche Investitionen erforderlich, und die Produktionskosten der alternativen Technologiepfade sind anfangs höher als diejenigen der konventionellen Produktionstechnologien. Etwa im Jahr 2030 wird aufgrund steigender CO₂-Preise und gewisser Lernkurven- und Mengeneffekte eine Kostenparität erwartet. Danach sind die klimafreundlichen Produktionsrouten günstiger (vgl. Abschnitte 4.3.2 und 4.3.3). Bei der Produktion von HVC ist das nicht der Fall, hier bleiben die alternativen Produktionstechnologien teurer (vgl. Abschnitt 4.3.4).
- Bezogen auf die hier betrachteten Grundstoffe sind die relativen Kostendifferenzen zwischen den jeweiligen Produktionstechnologien erheblich (z. B. bei HVC bis zu 160 % Kostensteigerung). In den Endprodukten, in denen diese Grundstoffe weiterverarbeitet eingesetzt werden, wirken sich diese Kostendifferenzen jedoch nur sehr marginal aus, etwa in der

Größenordnung von unter 0,1 % bei Fahrzeugen, in denen z. B. „grüner“ Stahl (der via Wasserstoff produziert wurde) eingesetzt wird (vgl. Abschnitt 5.1.2).

- Der mit der Produktion der untersuchten Grundstoffe verbundene Endenergieverbrauch und die erforderlichen Energieträgerimporte nehmen durch die Transformation stark ab. Die einzelnen Energieträger entwickeln sich jedoch sehr unterschiedlich: Die fossilen Energieträger werden ausgephast, hingegen erhöhen sich der Bedarf an Strom und Wasserstoff, der zu einem signifikanten Anteil aus neuen Importen gedeckt werden muss (vgl. Abschnitt 4.3.6).
- Die für die Produktion notwendigen Importe von Ausgangsmaterialien (Rohöl und Rohölprodukte) reduzieren sich. Es ist aber durchaus wahrscheinlich, dass künftig neue „grüne“ Ausgangsprodukte wie z. B. grünes Naphtha oder Methanol ebenfalls zumindest teilweise importiert werden (vgl. Abschnitt 4.3.4). Die Entscheidungen werden vor allem von den Kostenerwartungen für grünen Strom, Wasserstoff und die Grundstoffe abhängen.
- Die abgeschiedenen Kohlendioxidmengen von rund 20 Mt, die in den Pfaden alleine bei den Grundstoffindustrien erwartet werden, erfordern eine adäquate Infrastruktur zum Abtransport, zur Speicherung und/oder zur Weiternutzung.

Zur Umsetzung der skizzierten Transformationen sind – neben unterstützenden Instrumenten – auch Veränderungen im umgebenden „Ökosystem“ erforderlich:

- Es müssen genügend erneuerbare Energien samt Infrastruktur verfügbar bzw. im System vorhanden sein, damit die Elektrifizierung umgesetzt und im Gesamtsystem die erforderlichen Emissionseinsparungen erreicht werden können. Entsprechend muss der Hochlauf der erneuerbaren Energien – den aktuellen ambitionierten Zielen folgend – parallel zu allen anderen Transformationen verlaufen. Parallel zum Aufbau der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien ist der Aus- und Umbau der Infrastruktur (Übertragungsnetze, Verteilnetze, Speicheroptionen, Regelung, Backup-Kraftwerke) erforderlich.
- Die erforderlichen (grünen) Wasserstoffmengen müssen produziert bzw. beschafft werden können. In dieser Studie wird unterstellt, dass bei der Transformation stofflich erforderliche Wasserstoffmengen in der Grundstoffchemie an den Produktionsstandorten mittels Elektrolyse produziert werden. Dafür muss die erforderliche Elektrizität verfügbar sein. In zahlreichen Zielszenarien (z. B. Agora 2021 b) und in dieser Studie beim Stahl wird davon ausgegangen, dass ein großer Teil des insgesamt im System benötigten Wasserstoffs und sonstiger synthetischer Energieträger importiert werden muss. Die entsprechenden Produktionskapazitäten und Transportinfrastrukturen müssen aufgebaut werden.
- Die Rahmenbedingungen und Infrastrukturen für CCS müssen geschaffen werden: Senken müssen identifiziert, erschlossen und ggf. gebucht werden. Sehr wahrscheinlich muss ein entsprechendes Pipelinennetz für den Transport gebaut werden, welches idealerweise auch mögliche Standorte für die stoffliche (Weiter-)Nutzung (CCU) von abgeschiedenen CO₂-Mengen einbindet.

7.3.2 Entwurf eines Instrumentenbündels

Bisher werden Instrumentenpakete zur Erreichung der Zwischenziele im Jahr 2030 geschnürt – die angestrebte Systemtransformation zur Treibhausgasneutralität ist bislang noch nicht instrumentiert, und die bisherigen Referenzszenarien (z. B. BMWI 2021) zeigen, dass mit aktuellen Instrumenten noch eine Ziellücke bis 2045, evtl. bereits 2030, besteht. Um diese zu schließen, werden angepasste Instrumente erforderlich sein.

Wie in Abschnitt 4.1.1 bereits beschrieben, existiert bereits eine ausgearbeitete Förderkulisse für Maßnahmen in der Industrie, darüber hinaus wird über Instrumente auf europäischer Ebene zur

Schaffung eines förderlichen Umfelds für treibhausgasreduzierte Technologien und Produkte zumindest für den europäischen Markt verhandelt. Beides wird erforderlich sein, um die Transformation im Bereich der Grundstoffindustrien voranzubringen.

Im Folgenden wird ein mögliches **Instrumentenbündel** skizziert. Die konkrete Ausgestaltung sowohl bezüglich der Parametrierung als auch der juristischen Konkretion ist nicht Gegenstand dieser Studie. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der EU-ETS als Grundlage für die weiter besteht und die damit erzielten CO₂-Preise wie in den Szenarien skizziert weiter steigen. Dieses Instrument allein ist jedoch gemäß der ausgewerteten Szenarienrechnungen offenbar nicht hinreichend, um die Transformation komplett umzusetzen.

Grüne Märkte, Nachfrage

Wie oben gezeigt, besteht ein scheinbarer Widerspruch zwischen den hohen Kostendifferenzen zwischen „fossil produzierten“ und „nichtfossil produzierten“ Grundstoffen in ihren eigenen Märkten und den sehr geringen Kostendifferenzen in den Endprodukten (z. B. Autos, Gebäude, Medikamente). Daher ist die Schaffung „**grüner Märkte**“ ein großer Hebel, um die Nachfrage praktisch ohne Einbußen für die Käufer anzuregen. Dies erfordert in einem ersten Schritt eine Sicherung der Eigenschaften der Vorprodukte über Transparenz der Lieferketten. Parallel dazu ist die Etablierung eines „**Green Finance**“-Systems hilfreich, mit dem ein Finanzierungsmarkt für Investitionen in klimafreundliche Technologien jenseits öffentlicher Förderung aufgebaut wird. Auf nationaler Ebene kann das Commitment der öffentlichen Hände zu **grüner Beschaffung** eine doppelte Wirkung haben: Einerseits wird – z. B. im Fahrzeugpark der Polizeien und kommunalen Dienste – eine direkte Grundlast der Nachfrage aufgebaut, andererseits greift die kommunikative und Vorbildwirkung der öffentlichen Hand (hoffentlich). Die „grünen Märkte“ sind für eine globale Klimaneutralität der anzustrebende Endzustand, der dann zusätzliche Förderungen überflüssig macht. Es ist sinnvoll, von Beginn an am Aufbau entsprechender Rahmenbedingungen zu arbeiten.

Adressierung des internationalen Wettbewerbs

Auf der Ebene der reinen Grundstoffe ist der internationale Wettbewerb zwischen Herkunftsregionen mit unterschiedlichen Anforderungen an die Treibhausgasintensität (z. B. CO₂-Preise, Anteil Erneuerbarer im Strommix) eine Herausforderung. Zumindest für die Zeit bis zur Kostenparität der neuen Technologien sind CBAMs zumindest für den europäischen Markt eine wahrscheinlich effiziente Lösung. Da die „Kostenparität“ jedoch ebenfalls vom CO₂-Preis bzw. den Preisen für eingesetzte Energieträger abhängt, könnte eine Verlängerung über 2030 hinaus erforderlich werden. Hierbei ist ein dynamischer, transparenter und vorhersehbarer Prozess zur Ermittlung und Anpassung der jeweils auszugleichenden Differenzen erforderlich.

Darüber hinaus ist es erforderlich, in internationalen Verhandlungen die Harmonisierung der Anstrengungen und Rahmenbedingungen Schritt für Schritt voranzutreiben, z. B. durch Erweiterung von CO₂-Handelssystemen, Schritten hin zu globalen CO₂-Preisen oder -steuern, durchaus auch differenziert nach unterschiedlich leistungsfähigen Weltregionen, und der Harmonisierung international geltenden Rechts. Ziel ist es, die Transformation zu ermöglichen, indem die preisliche Wettbewerbsfähigkeit beibehalten wird („Level Playing Field“). Auf diese Weise wird zudem das Konfliktpotenzial mit bestehenden handels- und beihilferechtlichen Regulierungen minimiert bzw. aufgehoben.

Spezifische Förderung für Technologieaufbau

Im Rahmen der bereits genannten Förderkulisse sollten spezifische Budgets für die Unterstützung der Umsetzung der Transformation dieser zentralen Grundstoffindustrien auch über 2030 hinaus bereitgestellt werden: E-Cracker, Direktreduktion, Elektrolyseure (ggf. auch im Rahmen der flankierenden Förderinstrumente für die Wasserstoffstrategie), CCS/U-Technologien, deutlich erhöhte Stromanschlussleistungen, Neuintegration der Standorte.

Parallel dazu ist die Förderung des Aufbaus einer umfänglichen und erweiterbaren Struktur zum Recycling und zur Erhöhung der Sekundärnutzung und Materialeffizienz sinnvoll. Auch beim Stahlschrott, dessen Sammelquoten insgesamt bereits hoch liegen, ließen sich durch bessere Verfahren hochreine Schrotte besser trennen. Jedoch insbesondere die (sortenreine) Sammlung und Aufbereitung von Abfallkunststoffen, die für chemisches Recycling wie in den Pfaden angenommen Voraussetzung ist, erfordert Handlung.

Angesichts der teilweise sehr hohen Kostendifferenzen zwischen neuen und konventionellen Technologien könnten beihilferechtliche Restriktionen eine ernsthafte Limitierung der erforderlichen Förderungen darstellen. Gegebenenfalls ist es sinnvoll, auch hier zumindest auf europäischer Ebene im Rahmen der entsprechenden großen Pakete zu einer Harmonisierung zu kommen.

Flankierende Maßnahmen: Forschung und Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsprojekte

Die Analysen in Kapitel 3 dieser Studie haben gezeigt, dass die erforderlichen Technologien für die Transformation der Produktionsprozesse der Grundstoffindustrie bereits entwickelt sind und einsatzreife besitzen. Die industrielle Umsetzung hat allerdings erst begonnen und der großskalige Einsatz ist noch nicht erreicht. Daher ist es sinnvoll, den Umbauprozess durch gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung sowie Förderung von Pilot- und Demonstrationsprojekten zu begleiten, um Lern- und Effizienzeffekte möglichst zügig zu realisieren. Dies bezieht sich inhaltlich sowohl auf die Prozesstechnologien als auch die Einbindung in Prozessketten und Stoffströme (z. B. C-Ströme, Materialrecycling, veränderte Produkte).

Die in Abschnitt 7.3.1 genannten parallelen Veränderungen im „Ökosystem“ von Energieträgern und Infrastruktur werden für den Strom und den Wasserstoff bereits in entsprechenden Strategien und allmählich ausgearbeiteten Instrumentenbündeln (z. B. Osterpaket, Sommerpaket 2022) adressiert, für die CCS/U- und CO₂-Infrastruktur werden die Prozesse gerade begonnen. Daher soll an dieser Stelle lediglich darauf hingewiesen werden, dass die zeitgerechte Transformation der Grundstoffproduktion von der parallelen Umsetzung der infrastrukturellen Transformationen und der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms und Wasserstoffs abhängig ist.

7.3.3 Internationale Rahmenbedingungen

Flankierend zu den nationalen Anstrengungen müssen auf dem Weg zu mittelfristiger globaler Treibhausgasneutralität auch internationale Abstimmungen und Harmonisierungen vorangetrieben werden, da perspektivisch nicht nur die europäische, sondern auch die internationale Grundstoffproduktion eine entsprechende Transformation durchlaufen muss (vgl. Abschnitt 4.1.3). Diese Harmonisierungen beziehen sich vor allem auf die folgenden Handlungs- und Umsetzungsfelder:

- Ziele, Bilanzsysteme, Anrechnungen, Zertifizierungen

- internationale Ausgleichssysteme
- grüne Märkte, entsprechend harmonisierte Anforderungen
- CO₂-Bepreisung und -handel(ssysteme)
- CO₂-Senken (Erschließung und Anrechnung)
- Aufbau von Wasserstoff- und PtX-Produktion und -transportinfrastruktur; dies schließt ggf. auch grünes Naphtha, Methanol und Ammoniak mit ein

In einer langfristig dekarbonisierten Welt werden günstige Erzeugungsbedingungen für erneuerbare Energien zu neuen regionalen Standortvorteilen (vgl. Abschnitt 6.2.2). Dies betrifft z. B.

- Sonne im Wüstengürtel der Erde, sowohl
 - für PV-Kraftwerke
 - als auch für CSP-Kraftwerke
 - als auch z. B. für Sonnenöfen zur direkten Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme,
- Wind,
 - sowohl an Küsten
 - als auch in Wüstengebieten mit hohen Vollaststunden und stark laminarer Anströmung, und
- Geothermie in entsprechenden Weltregionen.

Es ist daher nicht auszuschließen, dass Teile besonders energieintensiver Grundstoffproduktionen in solche Weltregionen – aus unternehmerischem Kalkül – verlagert werden können, wenn die Verfügbarkeit billiger Energie eine hohe Priorität gegenüber anderen Standortfaktoren darstellt. Im Sinne einer vorausschauenden Planung sollten hierfür im Rahmen von Forschungs- und Strategieprozessen entsprechende Szenarien für die Veränderung der entsprechenden Lieferketten und Wertschöpfungsnetzwerke sowie Veränderung von Standorten durchgespielt werden und unter der Priorität, die Stärken der europäischen und deutschen Standorte zu sichern, Lösungen für entsprechende Systeme entworfen werden. So wie derzeit Vorprodukte aus der Kette der Rohölprodukte importiert werden, könnten dann perspektivisch grüner Wasserstoff, Ammoniak, Methanol, aber auch z. B. Eisenschwamm zur hiesigen Weiterverarbeitung importiert werden. Die maschinen-, anlagen- sowie wissensintensiven Teile der zunehmenden (BWS-intensiven) Veredelung der Produkte wie Spezialstähle und ihre Folgeprodukte, Spezialitätenchemie und pharmazeutische Produkte sollten auch weiterhin in Deutschland eine Zukunft haben, da die entsprechenden in Kap. 6.2.2 genannten positiven Standortfaktoren weiterhin gegeben sind.

Quellenverzeichnis

- Abel et al. 2012 SIMETAL EAF QUANTUM™ - THE FUTURE APPROACH FOR EFFICIENT SCRAP MELTING, 43th Steelmaking Seminar – International, M. Abel et al., 2012, <https://abmproceedings.com.br/en/article/download-pdf/simetal-eaf-quantum-the-future-approach-for-efficient-scrap-melting-2>
- AG Energiebilanzen 2022a Energiebilanz der Bundesrepublik 2020, <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/bilanz20d.xlsx>, abgerufen am 22.8.2022
- AG Energiebilanzen 2022b Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/09/awt_2021_d.pdf, abgerufen am 27.9.2022
- Agora 2019 Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019.
- Agora 2020 Private Discussion with TENOVA on DRI, Agora Energiewende, 09.07.2020
- Agora 2021a Klimaschutzverträge für die Industrietransformation - Hintergrundstudie zur Stahlbranche, P. D. Hauser et al., im Auftrag der Agora Energiewende, 2021
- Agora 2021b Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie von Prognos AG, Wuppertal Institut und Öko-Institut im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf
- Agora et al. 2021 Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Agora und Guidehouse 2021 Making renewable hydrogen cost-competitive – Policy instruments for supporting green H₂, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Agora Industrie et al. 2022 Klimaschutzverträge für die Industrietransformation – Kurzfristige

- Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_10_DE_KIT/A-EW_249_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Studie_WEB.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Anthonsen et al. 2012 CO₂ Storage Potential in the Nordic Region, Energy Procedia, Volume 37, 2013, Pages 5080-5092, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.421>
- ArcelorMittal 2020a ArcelorMittal Duisburg – Kennzahlen 2020, <https://duisburg.arcelormittal.com/Ueber-uns/ArcelorMittal-Duisburg/>, abgerufen am 3.8.2022
- ArcelorMittal 2020b Auf dem Weg zum grünen Stahl: Unsere Strategie, ArcelorMittal Deutschland, 2020, <https://duisburg.arcelormittal.com/icc/arcelor-duisburg-de/broker.jsp?uMen=225105eb-017c-8e51-a18f-7ff407d7b2f2&uCon=bbd463e5-b391-6714-d297-3e40f2a4a10b&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000042#>, abgerufen am 5.10.2022
- ArcelorMittal 2021 Steel4Future: ArcelorMittal Germany veröffentlicht Nachhaltigkeitsüberblick 2020, <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/d4f/d4f20085-35b9-f971-860c-5e74064a585a,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>, abgerufen am 22.8.2022
- ArcelorMittal 2022 Roheisenerzeugung, <https://eisenhuettenstadt.arcelormittal.com/icc/arcelor-ehst-de/broker.jsp?uMen=ebd422ba-1fff-a51e-8fe1-a327d7b2f25d>, abgerufen am 2.8.2022
- Bähr und Bardt 2021 IW-Trends 3/2021 - Standort Deutschland nach der Großen Koalition, https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/IW-Trends/PDF/2021/IW-Trends-2021-03-06_B%C3%A4hr-Bardt.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- BCG 2013 Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050 – Technical and Economic Analysis of the Sector's CO₂ Abatement Potential, Boston Consulting Group and Steel Institute VDEh, 2013, https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_Mai-20131.pdf
- BCG 2019 A circular solution to plastic waste, https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG-A-Circular-Solution-to-Plastic-Waste-July-2019_tcm9-223960.pdf, abgerufen am 18.11.2022
- BDI 2018 Klimapfade für Deutschland, Boston Consulting Group und Prognos im Auftrag des Bundesverbandes Deutscher Industrie e. V., 2018, <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- BDI und BCG 2021 Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>, abgerufen am 22.8.2022

- BDZ 2009 Zement-Jahresbericht 2008-2009, <https://docplayer.org/44385674-Bdz-zement-jahresbericht-bundesverband-der-deutschen-zementindustrie-e-v-deutsche-zementindustrie.html>, abgerufen am 22.8.2022
- Benrath 2021 Rechtliche Rahmenbedingungen einer Kohlendioxidwirtschaft – Gutachten zu Fragestellungen aus der IN4climate.NRW-Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/in4climate.nrw-gutachten-ag-kdw-rechtliche-rahmenbedingungen-kohlendioxidwirtschaft.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Beste 2019 Carbon2Chem-Pilotanlage nimmt Betrieb auf, D. Beste, 2019, <https://www.springerprofessional.de/verfahrenstechnik/rohstoffe/carbon2chem-pilotanlage-nimmt-betrieb-auf/17045262>, abgerufen am 2.10.2022
- Beton 2022 <https://www.beton.wiki/index.php?title=Zementklinker>, abgerufen am 10.08.2022
- BGR 2021 Deutschland – Rohstoffsituation 2020, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2021, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.pdf?__blob=publication-File&v=4
- Blesel et al. 2013 Energieeffizienz in der Industrie, M. Blesl, A. Kessler, Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2013, <https://doi.org/10.1007/978-3-642-36514-0>
- BMWi 2021 Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS und IINAS, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2021, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/energie-wirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.html>
- BMWK 2022 CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie?, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html>, abgerufen am 20.08.2022
- Boutabba und Lardic 2017 EU Emissions Trading Scheme, competitiveness and carbon leakage: new evidence from cement and steel industries, in: Annals of Operations Research, Bd. 255, S. 47–61
- Buchholz et al. 2019 Subsidizing renewables as part of taking leadership in international climate policy: The German case, in: Energy Policy, Bd. 129, S. 765-773
- Büchel et al. 2022 Branchenportrait der Chemischen Industrie in Deutschland, https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Report/PDF/2022/IW-Report_2022-Chemie_Branchenportrait-neu.pdf, abgerufen am 22.8.2022

Caron 2022	Empirical evidence and projections of carbon leakage: some, but not too much, probably, in: Handbook of Trade Policy and Climate Change, Hrsg. Michael Jakob
Capgemini 2020	Fit for Net-zero: 55 Tech Quests to accelerate Europe's recovery and pave the way to climate neutrality, Capgemini invent, 2020
CCUS 2022	Project Summary Reports, https://www.ccusnetwork.eu/knowledge-hub/project-summary-reports , abgerufen am 22.05.2022
Cembureau 2020	Cementing the European Green Deal: Reaching climate neutrality along the cement and concrete value chain by 2050, The European Cement Association, https://cembureau.eu/library/reports/2050-carbon-neutrality-roadmap/ , abgerufen am 10.05.2020
CEMCAP 2022	This is CEMCAP, https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/ , abgerufen am 22.05.2022
Cement 2013	Energy efficiency in cement production; part 2, Research Institute of the Cement Industry, Duesseldorf, Germany, Cement International journal 4/2013, Vol. 11
chemengonline 2008	Total inaugurates MTO demonstration unit, https://www.chemengonline.com/total-inaugurates-mto-demonstration-unit/ , abgerufen am 20.8.2022
chemengonline 2018	World's largest single-train methanol-to-olefins plant now operating, https://www.chemengonline.com/worlds-largest-single-train-methanol-to-olefins-plant-now-operating/ , abgerufen am 19.8.2022
Chemietechnik 2020	Projekt Carbon2Chem erhält Förderung für zweite Phase, Chemietechnik, 2020, https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/projekt-carbon2chem-erhaelt-foerderung-fuer-zweite-phase-121.html , abgerufen am 2.10.2022
CISL und Agora Energiewende 2021	Tomorrow's markets today: Scaling up demand for climate neutral basic materials and products, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-02_EU_Lead_markets/A-EW_214_Tomorrows-markets-today_WEB.pdf , abgerufen am 13.09.2022.
climateactiontracker 2022	https://climateactiontracker.org/countries/ , abgerufen am 21.08.2022
conversio 2022	Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2021: Zahlen und Fakten zum Lebensweg von Kunststoffen, Kurzfassung der Conversio Studie, https://www.bvse.de/dateien2020/2-PDF/01-Nachrichten/03-Kunststoff/2022/Kurzfassung_Stoffstrombild_2021_13102022_1_.pdf , abgerufen am 18.11.2022

- CRU 2021 Assessing the drivers and scale of potential resource shuffling under a CBAM, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/assessing-drivers-and-scale-of-pot-resource-shuffling-under-CBAM.pdf?__blob=publicationFile&v=4, abgerufen am 22.8.2022
- DECHEMA 2017 Technology Study: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry, https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf, abgerufen am 22.7.2022
- DECHEMA und FutureCamp 2019 Roadmap Chemie 2050: Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI, <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>, abgerufen am 5.9.2022
- Deloitte 2021 Der Wendepunkt – Wie Deutschland vom Kampf gegen den Klimawandel profitieren kann, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/gx-tp-executive-summary-germany.pdf>, abgerufen am 22.8.2022
- dena 2020 Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/2020_02_24_dena_Marktmonitor_2030_Corporate_Green_PPAs.pdf, abgerufen am 26.8.2022
- dena 2021 Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Technische CO₂-Senken, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_Gutachten_Prognos_final.pdf, abgerufen am 17.10.2022
- Destatis 2008 <https://www.destatis.de/static/DE/dokumente/klassifikation-wz-2008-3100100089004.pdf>
- Dillinger 2010 Beginn der Neuzustellung des Hochofens 5 der ROGESA, <https://www.dillinger.de/d/de/aktuelles/news/beginn-der-neuzustellung-des-hochofens-5-der-rogesa-68163.shtml>, abgerufen am 3.8.2022
- DIN EN 197-5 DIN EN 197-5:2021-07: Zement - Teil 5: Portlandkompositzement CEM II/C-M und Kompositzement CEM VI; Deutsche Fassung EN 197-5:2021
- Duarte et al. 2019 Technological achievements and experience on H₂ use for DRI production in ENERGIRON Plants, P. Duarte et al., 2019
- Dyckerhoff 2022 "Our Journey to Net Zero": Buzzi Unicem veröffentlicht Roadmap zur Klimaneutralität 2050, <https://www.dyckerhoff.com/media/news/ci-1>, abgerufen am 27.9.2022

- ECRA 2017 European Cement Research Academy, CSI/ECRA-Technology Papers 2017: Development of State of the Art Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead
- ECRA 2020 European cement research academy newsletter 2/2020, https://ecra-online.org/fileadmin/ecra/newsletter/ECRA_Newsletter_2_2020.pdf, abgerufen am 10.04.2022
- EEA 2022 European Union Emissions Trading System (EU ETS) data from the EU Transaction Log (EUTL), European Environment Agency, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/european-union-emissions-trading-scheme-17>, abgerufen am 13.9.2022
- EIA 2022 Henry Hub Natural Gas Spot Price, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>, abgerufen am 22.8.2022
- en2x 2021 Klimaschutz braucht Energievielfalt, Gründungsbericht 2021, https://en2x.de/wp-content/uploads/epaper/epaper-en2x-Gruendungsbericht_21/, abgerufen am 19.8.2022
- Energieforschungsprogramm 2017
ERBA II - Optimierung von „Sorption Enhanced Reforming“ zur Verbesserung der CO2-Bilanz in der Roheisenerzeugung mittels Biomasse, N. Kieberger et al., 2017, <https://energieforschung.at/wp-content/uploads/sites/11/2020/12/2017-publizierbarer-Endbericht-ERBAII.pdf>
- EPEX SPOT 2022 Day-Ahead Auction, <https://www.epexspot.com/en>, abgerufen am 22.8.2022
- ERCST 2021 Addressing Carbon Leakage in the EU: Making CBAM work in a Portfolio of Measures, https://ercst.org/wp-content/uploads/2021/12/2021120914_P2R4-v11.pdf, 22.8.2022
- Europäische Kommission 2020
A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2020) 301 final, Brüssel.
- Europäische Kommission 2021
Carbon Border Adjustment Mechanism: Questions and Answers, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661, abgerufen am 22.8.2022
- Europäisches Parlament 2022
Carbon border adjustment mechanism - Amendments adopted by the European Parliament on 22 June 2022 on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism (COM(2021)0564 – C9-0328/2021 –

- 2021/0214(COD)), https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0248_EN.pdf, abgerufen am 18.11.2022
- EWI 2021 dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- EWI 2022 Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern, https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/EWI_Studie_Preisentwicklung_von_Energietraegern.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Fh ISE 2022 Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for Pem and Alkaline Water Electrolysis Systems, Fraunhofer ISE, 2022, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>
- Fivga et al. 2018 Pyrolysis of plastic waste for production of heavy fuel substitute: A techno-economic assessment, in: Energy Bd. 149, S. 865–874. doi:10.1016/j.energy.2018.02.094
- Fleischanderl 2022 Interview mit Herrn Alexander Fleischanderl von Primetals Technologies, durchgeführt im September 2022
- Fluxys 2022 Fluxys and Equinor launch solution for large-scale decarbonisation in North-Western Europe, Fluxys, 2022, https://www.fluxys.com/en/press-releases/fluxys-group/2022/220629_press_equinor_industry_decarbonisation, abgerufen am 17.10.2022
- FNB Gas 2021 Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland, FNB Gas, 2021, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>, abgerufen am 17.10.2022
- FNB Gas 2022 Fernleitungsnetz, <https://fnb-gas.de/deutschland-sicher-mit-erdgas-versorgen/fernleitungsnetz/>
- Franck und Stadelhofer 1988 Industrial Aromatic Chemistry: Raw Materials, Processes, Products, Springer Berlin, Heidelberg, ISBN: 978-3-642-73432-8, <https://doi.org/10.1007/978-3-642-73434-2>
- Green Car Congress 2022 Thyssenkrupp greenlights construction of €2B hydrogen-powered direct reduction plant for low-CO2 steel, Green Car Congress, 2022, <https://www.greencarcongress.com/2022/09/20220909-Thyssenkrupp.html>, abgerufen am 1.10.2022
- GEM 2022 ArcelorMittal Duisburg steel plant, Global Energy Monitor Wiki, https://www.gem.wiki/ArcelorMittal_Duisburg_steel_plant, abgerufen am 3.8.2022

- Geyer et al. 2017 Production, use, and fate of all plastics ever made, *Science Advances* 3 (7), e17007, DOI: [10.1126/sciadv.1700782](https://doi.org/10.1126/sciadv.1700782).
- Gielen et al. 2020 Renewables-based decarbonization and relocation of iron and steel making: A case study, in: *Journal of Industrial Ecology*, Bd. 24, H. 5, S. 1113-1125
- Global CCS Institute The Costs of CO₂ Transport – Post-demonstration CCS in the EU, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), Jahr unbekannt, <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf>
- Global CCS Institute 2017 CCS: a necessary technology for decarbonising the steel sector, Global CCS Institute, 2017, <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/ccs-a-necessary-technology-for-decarbonising-the-steel-sector/>, abgerufen am 2.10.2022
- GNR 2022 GNR PROJECT, Reporting CO₂, <https://gccassociation.org/gnr/>, abgerufen am 15.03.2022
- Gogate 2019 Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects, *Petroleum Science and Technology*, 37 (5), 559–565, <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>.
- Grubb et al. 2022 Carbon Leakage, Consumption and Trade, in: *Annual Review of Environment and Resources* 47, S. 753-795, <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-120820-053625>
- Grubler et al. 2018 A low energy demand scenario for meeting the 1.5 °C target and sustainable development goals without negative emission technologies, in: *nature energy*, Bd. 3, S. 515-527
- GTAI 2021 Industry Overview: The Chemical Industry in Germany, <https://www.gtai.de/resource/blob/64542/9936fdacfc31ec29ebff9224e2d1141/TheChemicalIndustryGermany.pdf>, abgerufen am 23.11.2022
- GTAI 2022 Overview: Chemical Parks in Germany, <https://www.gtai.de/en/invest/industries/industrial-production/chemicals-materials/chemical-parks-in-germany/>, abgerufen am 09.08.2022
- Gumbau 2022 Exportsubventionen stellen „rote Linie“ bei Verhandlungen zum EU-Emissionszoll dar, <https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/exportsubventionen-stellen-rote-linie-bei-verhandlungen-zum-eu-emissionszoll-dar/>, abgerufen am 22.8.2022
- Gutowski et al. 2013 The energy required to produce materials: constraints on energy-intensity improvements, parameters of demand, in: *Philosophical Transactions of the Royal Society A*, Bd. 371, H. 1986

- Handelsblatt 2022 Zehn Länder und noch mehr Probleme: Welche Staaten bis wann klimaneutral sein wollen, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/nachhaltigkeit/erderwaermung-zehn-laender-und-noch-mehr-probleme-welche-staaten-bis-wann-klimaneutral-sein-wollen/27739372.html>, abgerufen am 21.08.2022
- HDB 2022 Produktion und Bautätigkeit, <https://www.bauindustrie.de/zahlen-fakten/baukonjunktur/produktion-und-bautaetigkeit>, abgerufen am 5.10.2022
- HeidelbergCement 2022 Die CO₂-Strategie von HeidelbergCement, https://www.heidelbergcement.de/de/nachhaltigkeit/co2-strategie_ abgerufen am 27.09.2022
- HeidelbergCement 2023 27 Normalzementarten nach DIN EN 197-1, <https://www.betontechnische-daten.de/de/27-normalzementarten-nach-din-en-197-1>, abgerufen am 17.05.2023
- Hermwille et al. 2022 A climate club to decarbonize the global steel industry, in: nature climate change, Bd. 12, S. 494-496
- HKM 2021 Wasserstoff treibt uns an – Gründung des Wasserstoffvereins Hy.Region.Rhein.Ruhr, Hüttenwerke Krupp Mannesmann, 2021, <https://www.hkm.de/unternehmen/hkm-ist-gruendungsmitglied-bei-hy-regionrheinruhr>, abgerufen am 5.10.2022
- Holcim 2021 Reallabor WESTKÜSTE100: Teilprojekt OXYFUEL100 erfolgreich abgeschlossen, <https://www.holcim.de/de/reallabor-westkueste100-teilprojekt-oxfuel100-erfolgreich-abgeschlosse>, abgerufen am 22.8.2022
- Holcim 2022 OUR CARBON CAPTURE VISION, <https://www.holcim.com/sustainability/net-zero/carbon-capture>, abgerufen am 22.8.2022
- Hölling et al. 2017 Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff, M. Hölling et al., 2017, <https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/med/b8e/b8e0c15a-102c-d51d-b2a9-147d7b2f25d3,11111111-1111-1111-1111-111111111111.pdf>
- Hybrit 2018 Hybrit – Fossil Free Steel, Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017, by the Swedish Energy Agency, SSAB, LKAB, Vattenfall, 2018, <https://dh5k8ug1gwbyz.cloudfront.net/uploads/2021/02/Hybrit-broschure-engelska.pdf>
- ICE 2022 Dutch TTF Gas Futures, <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5419234&span=1>, abgerufen am 22.8.2022
- IEA 2020 Energy Technology Perspectives 2020, https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf, abgerufen am 27.09.2022

IEA 2022a	Industry, https://www.iea.org/topics/industry , abgerufen am 22.8.2022
IEA 2022b	Achieving Net Zero Heavy Industry Sectors in G7 members, https://iea.blob.core.windows.net/assets/c4d96342-f626-4aea-8dac-df1d1e567135/AchievingNetZeroHeavyIndustrySectorsinG7Members.pdf , abgerufen am 13.09.2022
IEEFA 2022	Iron ore quality a potential headwind to green steelmaking – Technology and mining options are available to hit net-zero steel targets, https://ieefa.org/resources/iron-ore-quality-potential-headwind-green-steelmaking-technology-and-mining-options-are , abgerufen am 22.8.2022
ifeu 2011	Zukunftsmarkt Energieeffiziente Stahlherstellung, ifeu, 2011
IIPi 2022	Direct Reduced Iron, The Institute for Industrial Productivity, Fraunhofer ISI, IREES, LBNL-China Energy Group, E3M Inc. , ISR-UC, Holtec, Utrecht University, FAI, 2022, http://www.iipinetwork.org/wp-content/letd/content/direct-reduced-iron.html , abgerufen am 30.09.2022
IN4climate.NRW 2020	Chemisches Kunststoffrecycling – Potenziale und Entwicklungsperspektiven. Ein Beitrag zur Defossilisierung der chemischen und kunststoffverarbeitenden Industrie in NRW. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Circular Economy, Gelsenkirchen, https://idw-online.de/de/attachmentdata80361 , abgerufen am 15.09.2022
INDUSTR.com 2018	Modernisierung von Steamcrackern: Sicherheit auf Vordermann gebracht, https://www.industr.com/de/zukunftssichere-kracker-2317348 , abgerufen am 16.9.2022
ISI 2013	Energieverbrauch und CO ₂ -Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente, Fraunhofer Verlag, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf , abgerufen 5.9.2022
IWR 2021	Studie optimistisch – Wilhelmshaven als Standort für Eisenerz-Direktreduktion mit Wasserstoff, https://www.iwr.de/ticker/studie-optimistisch-wilhelmshaven-als-standort-fuer-eisenerz-direktreduktion-mit-wasserstoff-artikel3578 , abgerufen am 22.8.2022
Jakob 2021	Why carbon leakage matters and what can be done against it, in: One Earth, Bd. 4, H. 5, S. 609-614
KEI 2022	Presseinformation: Bundeswirtschaftsministerium fördert erstmals Dekarbonisierungsprojekt für klimafreundliche Chemieproduktion, https://www.klimaschutz-industrie.de/fileadmin/user_upload/KEI_download_pdf/Presse/20220901_KEI_Presseinfo_BASF_Forderung.pdf , abgerufen am 15.9.2022

- Kleier 2022 Interview mit Herrn Tim Kleier von SMS Group, durchgeführt im September 2022
- Konstruktionspraxis 2021 Eisen in bestehenden Hütten direktreduzieren und einschmelzen, D. Quitter, 2021, in Konstruktionspraxis, <https://www.konstruktionspraxis.vogel.de/eisen-in-bestehenden-huetten-direktreduzieren-und-einschmelzen-a-1010149/>, abgerufen am 5.10.2022
- Kopernikus-Projekt Ariadne 2021 Industriewende: Wettbewerbseffekte und Carbon Leakage – Neue Politikmaßnahmen im Zuge des Europäischen Green Deal, https://ariadneprojekt.de/media/2021/07/Ariadne_Kurzdossier_WettbewerbsfaehigkeitCarbonLeakage_Juli2021.pdf, abgerufen am 18.11.2022
- Kreiszeitung 2022 Stahl-Zukunft in Bremen gesichert, <https://www.kreiszeitung.de/lokales/bremen/stahl-zukunft-bremen-gesichert-9421624.html>, abgerufen am 2.8.2022
- Lampe 2022 Interview mit Herrn Dr.-Ing. Karl Lampe, Leiter für Prozesstechnologien im Bereich Zement bei Thyssenkrupp Industrial Solutions, durchgeführt im September 2022
- LBST 2019 Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen, https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf, abgerufen am 28.9.2022
- Lechleitner et al. 2020 Chemisches Recycling von gemischten Kunststoffabfällen als ergänzender Recyclingpfad zur Erhöhung der Recyclingquote, *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft* 72, 47–60, <https://doi.org/10.1007/s00506-019-00628-w>.
- Lechtenböhmer et al. 2019 Grüner Wasserstoff, das dritte Standbein der Energiewende?, in: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 69, H. 10, S. 10-13
- Limbers und Böhmer 2022 Transformationspfade für die Stahlindustrie in Deutschland, https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202203_WVS_TransformationspfadeStahl_Prognos.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Lindner 2015 Does Saving Increase the Supply of Credit? A Critique of Loanable Funds Theory, *World Economic Review* 4: 1-26, 2015 <http://wer.worldeconomicsassociation.org/files/WEA-WER-4-Lindner.pdf>, abgerufen am 3.10.2022
- Löffler 2022 Interview mit Herrn Marcus Löffler von Thyssenkrupp Steel, durchgeführt im September 2022
- Maisels et al. 2021 Chemisches Recycling für Kunststoffe: Status und Perspektiven, *Chem. Ing. Techn.* 93 (11), 1742–1750, DOI: 10.1002/cite.202100115.

- Material Economics 2019
Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry, <https://materialeconomics.com/latest-updates/industrial-transformation-2050>, abgerufen am 22.07.2022
- McKinsey 2021
The DRI dilemma: Could raw material shortages hinder the steel industry's green transition?, <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/the-dri-dilemma-could-raw-material-shortages-hinder-the-steel-industrys-green-transition>, abgerufen am 22.8.2022
- McLeay et al. 2014
Money creation in the modern economy, Bank of England: Quarterly Bulletin 2014 Q1
<https://www.bankofengland.co.uk/-/media/boe/files/quarterly-bulletin/2014/money-creation-in-the-modern-economy.pdf?la=en&hash=9A8788FD44A62D8BB927123544205CE476E01654>, abgerufen am 3.10.2022
- Moser et al. 2018
Abstimmung des Energiebedarfs von industriellen Anlagen und der Energieversorgung aus fluktuierenden Erneuerbaren – Endberichtsteil 2 von 3 – Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry, Studie für den österreichischen Klima- und Energiefonds im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2016, S. Moser et al., 2018, <https://energieinstitut-linz.at/wp-content/uploads/2018/04/Renewables4Industry-Diskussionspapier.pdf>
- MOZ 2021
ArcelorMittal legt konkretes Konzept für grünen Stahl aus Eisenhüttenstadt und Bremen vor, J. Neiser, 2021, <https://www.moz.de/lokales/eisenhuettenstadt/gruener-stahl-arcelormittal-legt-konkretes-konzept-fuer-gruenen-stahl-aus-eisenhuettenstadt-und-bremen-vor-55497084.html>, abgerufen am 5.10.2022
- Münnich 2022
Power-2-Heat: Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/2022-07-07_Praesentation_Webinar_Power-2-Heat.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Northern Lights 2022
About the Longship Project, Northern Lights, 2022, <https://norlights.com/about-the-longship-project/>, abgerufen am 17.10.2022
- nova-institute 2019
Market development, trends and prospects: Opportunities for market entries, <https://bioproductscentre.com/resource/dm/770900078656831227.pdf>, abgerufen am 24.11.2022
- NRZ 2016
Duisburger Hüttenwerk erneuert Hochofen, Neue Rhein/Neue Ruhr Zeitung, <https://www.nrz.de/region/niederrhein/duisburger-huettenwerk-erneuert-hochofen-id12397865.html>, abgerufen am 3.8.2022
- OGE und TES 2022
Mit OGE auf dem Weg zur Klimaneutralität, Open Grid Europe, 2022, <https://www.co2-netz.de/de>, abgerufen am 17.10.2022

- OMV 2021a Additional petrochemical investments in Burghausen Refinery, <https://www.omv.com/en/news/210120-additional-petrochemical-investments-in-burghausen-refinery>, abgerufen am 3.7.2022
- OMV 2021b Chemisches Recycling, <https://reports.omv.com/de/nachhaltigkeitsbericht/2021/schwerpunktbereiche/management-natuerlicher-ressourcen/kreislaufwirtschaft/chemisches-recycling.html>, abgerufen am 19.8.2022
- Petrochemicals Europe 2022 Cracker Capacity, <https://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/chemicals-facts-and-figures/cracker-capacity/>, abgerufen am 3.8.2022
- plasticseurope 2021 Plastics – the Facts 2021, An analysis of European plastics production, demand and waste data, <https://plasticseurope.org/wp-content/uploads/2021/12/Plastics-the-Facts-2021-web-final.pdf>, abgerufen am 18.11.2022
- Prettenhofer 2012 Anwendung der Systemtechnik auf komplexe Systeme der chemischen Industrie am Beispiel einer Olefin-produzierenden Anlage, Technische Universität Graz, <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=576a7e6d8eaf7&location>, abgerufen am 22.8.2022
- process-worldwide 2021 Decarbonization: Progress on E-Cracking, <https://www.process-worldwide.com/progress-on-e-cracking-a-1032656/>, abgerufen am 1.8.2022
- Prognos 2021 Technische CO₂-Senken – Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_Gutachten_Prognos_final.pdf, abgerufen am 23.11.2022
- Prognos et al. 2021a Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Prognos et al. 2021b Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Prognos, Fraunhofer ISI, GWS und iinas, für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021, <https://www.prognos.com/de/projekt/szenarien-fuer-ein-zukuenftiges-energiesystem>
- Ren et al. 2006 Ren, Patel, Block (2006). Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes, Energy 31(4), 425-451. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.04.001>
- Rothermel 2022 Interview mit Herrn Dr. Jörg Rothermel vom Verband der Chemischen Industrie, durchgeführt im August 2022

- RP-online 2020 Bei Ineos wird aus Müll neuer Kunststoff, https://rp-online.de/nrw/staedte/dormagen/dormagen-bei-ineos-wird-aus-abfall-neuer-kunststoff_aid-50237467, abgerufen am 18.8.2022
- Saarstahl 2022 Nachhaltige Stahlproduktion, Saarstahl, 2022, <https://www.saarstahl.com/sag/de/konzern/verantwortung/nachhaltigkeit/nachhaltige-stahlproduktion/index.shtml>, abgerufen am 5.10.2022
- Salzgitter 2021 Salzgitter AG präsentiert SALCOS® auf Wasserstoff-Panel, Salzgitter AG, 2022, <https://www.salzgitter-flachstahl.de/de/news/details/salzgitter-ag-praesentiert-salcosr-auf-wasserstoff-panel-14964.html>, abgerufen am 22.8.2022
- Salzgitter 2022a Ein Meilenstein – das Innovationsprojekt µDRAL, Salzgitter AG, 2022, <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/mydral.html>, abgerufen am 5.10.2022
- Salzgitter 2022b Neue Elektroofenschlacke für CO₂-reduzierten Zement, Salzgitter AG, 2022, <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/neue-elektroofenschlacke-fuer-co2-reduzierten-zement-20001.html>, abgerufen am 14.11.2022
- Samadi et al. 2021 Renewables Pull – Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 71, H. 7-8, S. 10-13
- Samadi und Lechtenböhrner 2022 Wege zu einer klimaneutralen Industrie, in: emw Sonderausgabe 1/2022, S. 8-13
- Schlandt 2022 BMWK untersucht Industriestrompreis-Optionen, Tagesspiegel Background, veröffentlicht am 08.06.2022
- Schneider et al. 2019 Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, November 2019. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf, abgerufen am 27.8.2022
- Schwab 2019 The Global Competitiveness Report 2019, https://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- SCI4climate.NRW 2021 Konzeptualisierung des möglichen Renewables-Pull-Phänomens Definition, Wirkmechanismen und Abgrenzung zu Carbon Leakage, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2020/konzeptualisierung-des-moeglichen-renewables-pull-phaenomens-cr-sci4climatenrw.pdf, abgerufen am 22.8.2022

- SCI4climate.NRW 2022a Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 – Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW; voraussichtliche Veröffentlichung im September 2022.
- SCI4climate.NRW 2022b Quantitativer Vergleich aktueller Klimaschutzszenarien für Deutschland, https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2022/samadi-2022-vergleich-aktueller-klimaschutzszenarien-fuer-deutschland-cr-sci4climatenrw.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Seddon 2010 Petrochemical Economics: Technology Selection in a Carbon Constrained World, Catalytic Science Series, Bd. 8, Hutchings (Ed.), DOI: [0.1142/p702](https://doi.org/10.1142/p702).
- Shell 2015 Shell Chemicals completes investment to strengthen German plant, <https://www.shell.com/business-customers/chemicals/media-releases/2015-media-releases/shell-chemicals-completes-investment-to-strengthen-german-plant.html>, abgerufen am 12.8.2022
- SHS 2022 Aufsichtsräte beschließen: Grüner Stahl soll an der Saar produziert werden, Stahl-Holding-Saar, 2022, <https://www.stahl-holding-saar.de/shs/de/presse/pressemitteilungen/aufsichtsrate-beschliessen-gruener-stahl-soll-an-der-saar-produziert-werden-102780.shtml>, abgerufen am 5.10.2022
- Stahleisen 2021 Salzgitter AG startet Bau von Eisenerz-Direktreduktionsanlage, Stahleisen.de, 2021, <https://www.stahleisen.de/2021/05/19/salzgitter-ag-startet-bau-von-eisenerz-direktreduktionsanlage/>, abgerufen am 5.10.2022
- statista 2020 Durchschnittlicher Preis von ausgewählten Basischemikalien in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2019, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/954325/umfrage/preisentwicklung-ausgewaehlter-basischemikalien-in-deutschland/>, abgerufen am 15.9.2022
- statista 2022 Global benzene market volume, <https://www.statista.com/statistics/1245172/benzene-market-volume-worldwide/>, abgerufen am 1.9.2022
- Statistisches Bundesamt 2006 Produzierendes Gewerbe - Beschäftigung und Umsatz der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Fachserie 4 Reihe 4.1.1, https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00004927/2040411057004.pdf, abgerufen am 22.8.2022
- Statistisches Bundesamt 2019 Produzierendes Gewerbe - Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen, Fachserie 4, Reihe 4.1.2,

https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00046042/2040412187004.pdf, abgerufen am 22.8.2022

Statistisches Bundesamt 2021

VGR des Bundes – Input-Output-Rechnung – Fachserie 18 Reihe 2 – 2018 (Revision 2019, Stand: August 2021), <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Input-Output-Rechnung/input-output-rechnung-2180200187004.html>

Statistisches Bundesamt 2022a

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen des Bundes – Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (GENESIS-Tabelle: 81000-0103)

Statistisches Bundesamt 2022b

Kostenstrukturerhebung im Verarbeitenden Gewerbe, Bergbau – Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) (GENESIS-Tabelle: 42251-0003)

Statistisches Bundesamt 2022c

Monatsbericht im Verarbeitenden Gewerbe – Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) (GENESIS-Tabelle: 42111-0005)

Statistisches Bundesamt 2022d

Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Land, Warenverzeichnis (8-Steller) (GENESIS-Tabelle: 51000-0015)

Stiftung Klimaneutralität 2022

Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien, Stiftung Klimaneutralität, 2022, <https://www.stiftung-klima.de/de/themen/klimaneutralitaet/szenarienvergleich/>

Sugasawa et al. 2014

The Most Advanced Power Saving Technology in EAF – Introduction to ECOARC™, T. Sugasawa et al., JP Steel Plantech Co., Yokohama, Japan, 2014, <https://steelplantech.com/wp-content/uploads/2014/08/The-Most-Advanced-Power-Saving-Technology-for-EAF-Introduction-of-ECOARCtm-.pdf>

TAB-intern 2022

Achternbosch; M: Ausgewählte technische Entwicklungspfade für eine weitgehend klimaneutrale Produktion – Kenngrößen, 2022

Tata 2020

Hlsarna: Bahnbrechend für die Stahlindustrie. Tata Steel, 2020, https://www.stahleisen.de/wp-content/uploads/2020/03/Faktenblatt_Hlsarna.pdf

- Taylor 2022 Long road ahead for carbon market reform, <https://www.euractiv.com/section/emissions-trading-scheme/news/long-road-ahead-for-carbon-market-reform/>, abgerufen am 22.8.2022
- TES 2022 Wilhelmshaven Green Energy Hub, Tree Energy Solutions GmbH (TES), 2022, <https://tes-h2.com/de/wilhelmshaven-green-energy-hub/>, abgerufen am 17.10.2022
- Theuringer und Klatte 2022 Interview mit Dr. Martin Theuringer und Alexander Klatte von der Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl), durchgeführt im August 2022.
- Thienel 2017 Eisenhüttenschlacken und Hüttensand, K.-Ch. Thienel, Institut für Werkstoffe des Bauwesens, Fakultät für Bauingenieur- und Vermessungswesen, Universität der Bundeswehr München, 2017, <https://www.unibw.de/werkstoffe/lehre/masterstudium/skripte-anorganische-bindemittel/schlacken-und-huttensand.pdf/download>
- Thomé-Kozmiensky 2012 Zur Bedeutung der Stahlwerksschlacke als Sekundärbaustoff und Rohstoffpotential, K. J. Thomé-Kozmiensky, 2012, https://www.vivis.de/wp-content/uploads/RuR5/2012_RuR_785_796_Dahlmann.pdf
- Thyssenkrupp 2021a Modernisierter Hochofen „Schwelgern 1“ produziert wieder, <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/modernisierter-hochofen-schwelgern-1-produziert-wieder.html>, abgerufen am 3.8.2022
- Thyssenkrupp 2021b Transformation der Stahlindustrie kann Erfolgsmodell für den Umstieg zur Klimaneutralität werden, <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/pressemeldungen/presdetailseite/transformation-der-stahlindustrie-kann-erfolgsmodell-fur-den-umstieg-zur-klimaneutralitat-werden-113203>, abgerufen am 26.8.2022
- Thyssenkrupp 2022a Thyssenkrupp beschleunigt grüne Transformation: Bau der größten deutschen Direktreduktionsanlage für CO₂-armen Stahl entschieden, <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/presdetailseite/thyssenkrupp-beschleunigt-grune-transformation-bau-der-grossten-deutschen-direktreduktionsanlage-fur-co2-armen-stahl-entschieden-146808>, abgerufen am 15.9.2022
- Thyssenkrupp 2022b thyssenkrupp beschleunigt grüne Transformation: Bau der größten deutschen Direktreduktionsanlage für CO₂-armen Stahl entschieden, <https://www.thyssenkrupp.com/de/newsroom/pressemitteilungen/presdetailseite/thyssenkrupp-beschleunigt-grune-transformation-bau-der-grossten-deutschen-direktreduktionsanlage-fur-co2-armen-stahl-entschieden-146808>, abgerufen am 1.10.2022
- TVF 2022 Neuzustellung Hochofen 3, TVF Altwert, <https://tvf-altwert.de/profil/projekte/neuzustellung-hochofen-3/>, abgerufen am 2.8.2022

- Trollip et al. 2022 How green primary iron production in South Africa could help global decarbonization, in: Climate Policy, Bd. 22, H. 2, S. 236-247
- UBA 2012 Merkblatt über die Besten Verfügbare Techniken in der Eisen- und Stahlerzeugung nach der Industrie-Emissionen-Richtlinie 2010/75/EU, Umweltbundesamt, 2012, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/367/dokumente/bvt-merkblatt_eisen-_und_stahlerzeugung_endfassung.pdf
- UBA 2014 Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 – Studie, Umweltbundesamt, 2014, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0>
- UBA 2019 BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor), H. Fehrenbach et al., 2019, im Auftrag des Umweltbundesamtes, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/biorest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener>
- UBA 2020 Prozessdetails: Raffinerie-Öl-Naphta-DE-2020, <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B25F9913E-054A-4897-9922-B20C52746A63%7D>, abgerufen am 17.8.2022
- UBA 2021 Die Umweltwirtschaft in Deutschland – Produktion, Umsatz und Außenhandel, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uib_12-2021_die_umweltwirtschaft_in_deutschland_0.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- UBA 2022a Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, 1990-2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_01_12_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v1.0.xlsx, abgerufen am 23.08.2022
- UBA 2022b Treibhausgasminderungsziele Deutschlands, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>, abgerufen am 19.9.2022
- UBA 2022c Nationaler Inventarbericht 2022, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-7>, abgerufen am 17.05.2023
- VCI 2013 Chemiewirtschaft in Zahlen 2013, <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2013.pdf>, abgerufen am 23.08.2022
- VCI 2020 Chemiewirtschaft in Zahlen 2020, <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2020.pdf>, abgerufen am 20.07.2022

VCI 2021a	Chemiewirtschaft in Zahlen 2021, https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2021.pdf , abgerufen am 23.08.2022
VCI 2021b	Notwendigkeit und Ausgestaltung eines Industriestrompreises, https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2021-05-06-vci-sn-industriestrompreis-final.pdf , abgerufen am 23.08.2022
VCI et al. 2021	VCI, DECHEMA, Plastics Europe, BKV, Forschungspolitische Empfehlungen zum chemischen Kunststoffrecycling – neue Verfahren und Konzepte, https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/2021-07-05-dechema-ped-vci-forschungspolitische-empfehlungen-zum-chemischen-recycling.pdf , abgerufen am 15.08.2022
VDEh 2010	Wege zur Effizienzsteigerung in der Stahlindustrie, P. Dahlmann et al., Stahlinstitut Verein Deutscher Eisenhüttenleute, 2010, https://docplayer.org/45416229-Wege-zur-effizienzsteigerung-in-der-stahlindustrie.html
VDEh 2015	Stahl Fibel, Stahlinstitut Verein Deutscher Eisenhüttenleute, 2015
VDEh 2022	Kohlenstoffbasierte Stahlerzeugung, Stahlinstitut Verein Deutscher Eisenhüttenleute, 2022, https://vdeh.de/stahlherstellung/kohlenstoffbasierte-stahlerzeugung/ , abgerufen am 15.08.2022
VDI 2021	Shell: Energiewende in Deutschlands größter Raffinerie, VDI Nachrichten, https://www.vdi-nachrichten.com/technik/energie/shell-energiewende-in-deutschlands-groesster-raffinerie/ , abgerufen am 18.8.2022
VDI 2022a	Umbau in der Stahlindustrie, VDI Nachrichten, https://www.vdi-nachrichten.com/technik/produktion/umbau-in-der-stahlindustrie/ , abgerufen am 2.8.2022
VDI 2022b	Stahl: Diese Anlagentechnik wird bei Thyssenkrupp und Co. den Hochofen ablösen, I. Hartbrich, 2022, https://www.vdi-nachrichten.com/technik/werkstoffe/direktreduktion-diese-anlagentechnik-wird-bei-thyssenkrupp-und-co-den-hochofen-abloesen/ , abgerufen am 1.10.2022
VDMA 2021	Maschinenbau in Zahl und Bild 2021, https://www.vdma.org/documents/34570/4890926/Maschinenbau%20in%20Zahl%20und%20Bild%202021.pdf/0924681c-aeb0-70b7-dc13-949c75a0ba25 , abgerufen am 23.08.2022
VDW 2022	Marktbericht 2021, https://vdw.de/wp-content/uploads/2022/06/pub_vdw-marktbericht_2021_2022-06-10_web.pdf , abgerufen am 23.08.2022

- VDZ 2015 Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2014, https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/umweltschutz/Umweltdaten/VDZ_Umweltdaten_Environmental_Data_2014.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- VDZ 2020 Verein Deutscher Zementwerke, VDZ, Hrsg. Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien. Düsseldorf, 2020
- VDZ 2021a Zementindustrie im Überblick 2021/2022, https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/zementindustrie_ueberblick/VDZ-Zementindustrie_im_Ueberblick_2021_2022.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- VDZ 2021b Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2020, https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/umweltschutz/Umweltdaten/VDZ-Umweltdaten_Environmental_Data_2020.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- Verde 2020 The Impact of the EU Emissions Trading System on Competitiveness and Carbon Leakage: The Econometric Evidence, in: Journal of Economic Surveys, Bd. 34, H. 2, S. 320-343
- Verhelst et al. 2019 Methanol as a fuel for internal combustion engines, *Progress in Energy and Combustion Science* 70, 43–88, <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.10.001>
- VNG 2022 Deutsch-Norwegisches Wasserstoffprojekt „H2GE Rostock“ – Blaue H₂-Produktion an der Ostseeküste, VNG, 2022, <https://vng.de/de/newsroom/2022-07-04-equinor-und-vng-erweitern-zusammenarbeit-im-bereich-wasserstoff-ammoniak-und>, abgerufen am 17.10.2022
- voestalpine 2017 Dekarbonisierung der Stahlproduktion, F. Kainersdorfer, 2017, <http://docplayer.org/72518086-Dekarbonisierung-der-stahlproduktion.html>
- Vogl et al. 2020 The making of green steel in the EU: a policy evaluation for the early commercialization phase, in: *Climate Policy*, Bd. 21, H. 1, S. 78-92
- Webstexx 2022 Alle Stahlwerke in Deutschland, <https://stahl.webstexx.de/daten-und-statistik/stahlstatistiken-deutschland/alle-stahlwerke-deutschland/>, abgerufen am 3.8.2022
- Weigel et al. 2016 Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies, in: *Journal of Cleaner Production*, Bd. 112, H. 1, S. 1064-1076
- Weltbank 2022 State and Trends of Carbon Pricing 2022, <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/37455/9781464818950.pdf?sequence=10&isAllowed=y>, abgerufen am 23.08.2022

- WEO 2021 World Energy Outlook 2021, International Energy Agency (IEA), 2021, https://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2021_14fcb638-en
- Wikipedia 2022 Liste europäischer Hochofenwerke, https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_europ%C3%A4ischer_Hochofenwerke, abgerufen am 2.8.2022
- Wintershall Dea 2022 Wintershall Dea and Equinor partner up for large-scale CCS value chain in the North Sea, Wintershall Dea, 2022, <https://wintershalldea.com/en/newsroom/wintershall-dea-and-equinor-partner-large-scale-ccs-value-chain-north-sea>, abgerufen am 17.10.2022
- WiSaNo 2021 Windstahl aus Norddeutschland, M. Hölling et al., im Auftrag von ArcelorMittal Hamburg GmbH, 2021, https://www.researchgate.net/publication/352120497_Projektbericht_Windstahl_aus_Norddeutschland_WiSaNo
- Worrell et al. 2007 World Best Practice Energy Intensity Values for Selected Industrial Sectors, Lawrence Berkeley National Laboratory, <https://escholarship.org/uc/item/77n9d4sp>, abgerufen am 7.7.2022
- Wuppertal Institut 2018 Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/70018EEF3F1A36B7E0539A695E86A315/current/document/6.4_Low-carbon_und_ressourceneffiziente_Industrie_final_v2.pdf, abgerufen am 08.08.2022
- WV Stahl 2015 Stahl und Nachhaltigkeit – Eine Bestandsaufnahme in Deutschland, Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2015, https://issuu.com/stahlonline/docs/stahl_nachhaltigkeit_2015_web_1_
- WV Stahl 2016 Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2016, https://issuu.com/stahlonline/docs/fakten_stahlindustrie_2016_v2, abgerufen am 23.08.2022
- WV Stahl 2021a Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2021, https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/WV-Stahl_Fakten-2021_RZ_Web_neu.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- WV Stahl 2021b Bedeutung von Erdgas für die Stahlindustrie und ihre Transformation, https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/20210526_Positionspapier_Erdgas_Stahlindustrie_WVStahl.pdf, abgerufen am 23.08.2022
- Yarulina et al. 2018 Recent trends and fundamental insights in the methanol-to-hydrocarbons process, *Nature Catalysis* 1, 398–411, <http://dx.doi.org/10.1038/s41929-018-0078-5>

YCHARTS 2022

Japan Liquefied Natural Gas Import Price, https://ycharts.com/indicators/japan_liquefied_natural_gas_import_price, abgerufen am 23.08.2022

Ansprechpartner

Ihre Ansprechpartner bei Prognos

Dr. Alexander Piégsa

Senior Experte

Telefon: +41 61 3273-430

E-Mail: alexander.piegsa@prognos.com

Dr. Almut Kirchner

Direktor | Partner

Telefon: +41 61 3273-331

E-Mail: almut.kirchner@prognos.com

Dr. Fabian Muralter

Experte Industrie

Telefon: +41 613 273-311

E-Mail: fabian.muralter@prognos.com

Purnima Kulkarni

Expertin Industrie

Telefon: +49 30 520 059-269

E-Mail: purnima.kulkarni@prognos.com

Jan Limbers

Senior Experte

Telefon: +49 761 7661164 806

E-Mail: jan.limbers@prognos.com

Sebastian Lübbers

Experte CCS und Wasserstoff

Telefon: +49 30 52 00 59-209

E-Mail: sebastian.luebbers@prognos.com

Ihre Ansprechpartner beim Wuppertal Institut

Dr. Sascha Samadi

Senior Researcher

Telefon: +49 202 2492-107

E-Mail: sascha.samadi@wupperinst.org

Impressum

Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoffindustrie in Deutschland –
Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige

Erstellt im Auftrag

des Deutschen Bundestages

Bearbeitet von

Prognos AG
St. Alban-Vorstadt 24
CH-4052 Basel
Telefon: +41 61 3273-310
Fax: +41 61 3273-300
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com
twitter.com/Prognos_AG

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
D-42103 Wuppertal
Telefon: +49 202 2492-0
Fax: +49 202 2492-108
E-Mail: info@wupperinst.org
www.wupperinst.org

Autoren

Dr. Alexander Piégsa
Dr. Almut Kirchner
Dr. Fabian Muralter
Purnima Kulkarni
Jan Limbers
Sebastian Lübbbers
Dr. Sascha Samadi

Kontakt

Dr. Alexander Piégsa (Projektleitung)
Telefon: +41 61 3273-430
E-Mail: alexander.piegsa@prognos.com

Satz und Layout: Prognos AG
Bildnachweis (Titelbild): istock – kozmoat98

Stand: September 2022
Copyright: 2022, Prognos AG

Alle Inhalte dieses Werkes, insbesondere Texte, Abbildungen und Grafiken, sind urheberrechtlich geschützt. Das Urheberrecht liegt, soweit nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet, bei der Prognos AG/dem Wuppertal Institut.

Zitate im Sinne von § 51 UrhG sollen mit folgender Quellenangabe versehen sein: Prognos AG/Wuppertal Institut (2022): Optionen für eine klimaneutrale und nachhaltige Grundstoffindustrie in Deutschland – Entwicklungspfade für ausgewählte Wirtschaftszweige, Basel/Wuppertal, 2022.