VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU GAS UND WÄRME

VIRTUELLES INSTITUT „STROM ZU GAS UND WÄRME“

BAND I

SYSTEMMODELLIERUNG ZUR IDENTIFIKATION VON INNOVATIVEN PTX-ANWENDUNGEN

GEMEINSAMER ABSCHLUSSBERICHT DES KOMPETENZZENTRUMS (2018 – 2022)

Der gemeinsame Abschlussbericht des Kompetenzzentrums „Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme“ umfasst insgesamt sechs Bände:

Band I:	*Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen PtX-Anwendungen*
Band II:	*Lebenszyklusorientierte Analysen und Kritikalitätsanalyse von Power-to-X-Optionen*
Band III:	*Bewertung des Einsatzes und der Auswirkungen alternativer Kraftstoffe für die Entwicklung der zukünftigen regionalen Infrastruktur*
Band IV:	*PtX-Versuchsplattform - Optimierung, Modellierung und Scale-up von PtX-Flexibilitätsoptionen*
Band V:	*Smart Heating - Bivalente Power-to-Heat-Systeme in Wohngebäuden (voraussichtlich September 2022)*
Band VI:	*Power2C4 (voraussichtlich September 2022)*

Fördermittelgeber:
Das Kompetenzzentrum „Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“ wird gefördert durch das „Operationelle Programm zur Förderung von Investitionen in Wachstum und Beschäftigung für Nordrhein-Westfalen aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung“ (OP EFRE NRW) sowie durch das Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

EFRE.NRW Investitionen in Wachstum und Beschäftigung
EUROPÄISCHE UNION Investition in unsere Zukunft Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Empfohlene Zitierweise:
Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW, Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme, Band I - Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen PtX-Anwendungen, März 2022

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: 01.03.2022

Website: http://strom-zu-gas-und-waerme.de/

Autoren:

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)
Broghan Helgeson, David Schlund, Max Schönfisch, Alexander Polisadov

Forschungszentrum Jülich
Institut für Energie- und Klimaforschung
Energiesystemtechnik (IEK-10)
Dr. Thiemo Pesch

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)
Frank Merten, Clemens Schneider, Alexander Scholz, Ansgar Taubitz

INHALTSVERZEICHNIS

Management Summary 1

Kernergebnisse Teil A „Die Rolle von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und die Auswirkungen auf Stromnetz und Gasmarkt in einem energieautarken, klimaneutralen Europa“ 2

Kernergebnisse Teil B „Standort- und Szenarioanalysen zur nachhaltigen und klimaneutralen Transformation des Industriesektors in NRW“ 6

Zielsetzung und Aufbau des Bandes 10

TEIL A: DIE ROLLE VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM ENERGIESYSTEM UND DIE AUSWIRKUNGEN AUF STROMNETZ UND GASMARKT IN EINEM ENERGIEAUTARKEN, KLIMANEUTRALEN EUROPA 12

A.1. Hintergrund und Motivation 13

A.2. Vorgehen der quantitativen Systemanalyse im Zusammenspiel der Institute 15

A.3. Erweiterungen der Modellierungsansätze nach Institut 18

A.3.1 EWI Modell „DIMENSION“ 18

A.3.2 EWI Modell „TIGER“ 29

A.3.3 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung 31

A.4. Annahmen der Systemanalyse 31

A.4.1 Gemeinsamer Szenariorahmen 31

A.4.2 Annahmen der Energiesystemmodellierung mit dem EWI Modell „DIMENSION“ 32

A.4.3 Annahmen Gasinfrastrukturmodellierung mit dem EWI Modell „TIGER“ 38

A.4.4 Annahmen der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung 43

A.5. Ergebnisse aus der DIMENSION-Energiesystemmodellierung 44

A.5.1 Ergebnisse aus der Investitionsoptimierung für das „Europa Autark“ Szenario mit Fokus auf Deutschland 45

A.5.2 Ergebnisse aus der Dispatch-Optimierung für das „Europa Autark“ Szenario mit Fokus auf Deutschland 53

A.6. Ergebnisse aus der TIGER-Gasinfrastrukturmodellierung 59

A.7. Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung 64

A.8. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen 65

A: Literaturangaben 69

A: Abbildungsverzeichnis 73

A: Tabellenverzeichnis 75

A: Anhang 76

TEIL B: STANDORT UND SZENARIOANALYSEN ZUR NACHHALTIGEN UND KLIMANEUTRALEN TRANSFORMATION DES INDUSTRIESEKTORS IN NRW 84
B.1. Motivation und Hintergrund 85
B.2. Herausforderungen und Lösungsoptionen für die Transformation 86
B.2.1 Bestandsaufnahme von CO_2-Emissionen der energieintensiven Industrien (DE und NRW) .. 87
B.2.2 Technologiespezifische Metaanalyse 92
B.2.3 Lösungsoptionen für die Stahlindustrie 98
B.2.3.1. Hochofen plus Carbon Capture Capture and Storage (BOF+CCS/CCU) 99
B.2.3.2. Wasserstoff-Direktreduktion plus Lichtbogenofen (HDR+EAF) 103
B.2.3.3. Eisenelektrolyse plus Lichtbogenofen 109
B.2.3.4. HIsarna© Prozess 112
B.2.4 Lösungsoptionen für die Zementindustrie 118
B.2.4.1. Fokus Carbon Capture and Storage via Post-Combustion Technologie 119
B.2.4.2. Fokus Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie 122
B.2.4.3. Fokus Materialsubstitution via Klinkersubstitute 125
B.2.4.4. Fokus Materialsubstitution via alternative Bindemittel (Exkurs) 128
B.2.5 Lösungsoptionen für die Chemieindustrie 128
B.2.5.1. Naphtha Steamcracker 129
B.2.5.2. Substitution des Feedstocks (H_2 und CO) 130
B.2.5.3. Soda- bzw. Natriumkarbonatproduktion nach dem Solvay-Verfahren 133
B.2.5.4. Prozessdampf- und Wärmeerzeugung mittels Biomassenutzung oder Power-to-Heat (PtH) 133
B.2.5.5. CCS/CCU für die prozessbedingten Emissionen im Solvay-Prozess 136
B.2.5.6. Toloul-2,4-Diisocyanat (TDI), Benzenol/Phenol und Acrylsäure/ Propensäure 138
B.2.6 Metaanalysen von Klimaschutzstudien und -strategien für die energieintensiven Industrien in Deutschland und der EU 138
B.3. Szenarioentwicklung und -analyse 148
B.3.1 Storyline für das Szenario „KOVI Industrie-Klimaschutz 2020" 149
B.3.2 Ergebnisse 151
B.3.2.1. Entwicklungen für einen THG-neutralen Industriepfad in Deutschland 151
B.3.2.2. Entwicklungen für einen THG-neutralen Industriepfad in NRW 156
B.3.3 Fazit 158
B.4. Standortanalysen am Beispiel der Stahlindustrie 160
B.4.1 Analyse relevanter Standortfaktoren für die Schwerindustrie am Beispiel der Stahlproduktion 161

B.4.2 Entwicklungen auf dem globalen Stahlmarkt ... 162
B.4.3 Quantitative Analyse: Fallbeispiele in NRW und Marokko ... 167
B.4.4 Qualitative Analyse: Vergleich der Fallbeispiele in NRW und Marokko ... 177
B.5. Roadmap für die Transformation der Stahlindustrie ... 184
B.5.1 Ziele und Einführung ... 185
B.5.2 Metaanalyse von Roadmaps zur Stahlindustrie ... 186
B.5.2.1. A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050 ... 188
B.5.2.2. Low-Carbon Roadmap Pathways to a CO_2-Neutral European Steel Industry ... 188
B.5.2.3. Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking ... 190
B.5.2.4. Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry (Part 1: Technology Analysis) ... 191
B.5.2.5. Wasserstoff Roadmap – Nordrhein-Westfalen ... 192
B.5.2.6. Mission Possible – Sectoral Focus Steel ... 193
B.5.2.7. Greensteel for Europe ... 194
B.5.2.8. Gemeinsamkeiten, Besonderheiten und Unterschieden ... 195
B.5.3 Entwicklung einer eigenen Roadmap für die Transformation der Stahlindustrie in Deutschland ... 196
B.5.3.1. Industrie ... 198
B.5.3.2. Versorgung ... 199
B.5.3.3. Infrastrukturen ... 202
B.5.3.4. Technologien ... 204
B.5.3.5. Politik ... 206
B.5.3.6. Markt ... 208
B: Literaturangaben ... 210
B: Abbildungsverzeichnis ... 216
B: Tabellenverzeichnis ... 218
B: Anhang ... 220
Danksagung ... 226

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a	anno (Jahr)
Abb.	Abbildung
AEL	Alkalische Elektrolyse
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAT	Best Available Technique (dt. beste verfügbare Technologie)
BAU	Business As Usual
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (dt. Nutzung von Biomasse)
BF-BOF	Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace (dt. Hochofen-Konverter Route)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (vormals BMWi)
CAPEX	Capital Expenditures (dt. Investitionsaufwände)
CBAM	Carbon Border Adjustement Mechanism (dt. CO_2-Grenzausgleichmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (dt. CO_2-Abscheidung und geologische Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Use (dt. CO_2-Abscheidung und Nutzung)
CFD	Contract for Differenz (dt. Klimaschutzvertrag)
CH_4	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (Erdgas)
COP	Coefficient of Performance
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DRI	Direct Reduced Iron
DSM	Demand-Side-Management
EAF	Electric Arc Furnace (dt. Lichtbogenofen)
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency
EFH	Einfamilienhaus
EFTA	Europäische Freihandelszone (European Free Trade Association)
el	elektrisch
ETS	Emission Trading Scheme (dt. Emissionshandelsystem)
EU	Europäische Union
EUR	Euro (Währung)
EWI	Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln
FID	Final Investment Decision
FT	Fischer-Tropsch
FuE	Forschung und Entwicklung
FZ	Fahrzeug
FZ-km	Jährliche Fahrnachfrage pro Fahrzeugsegment
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWp	Gigawattpeak

H_2	Wasserstoff
H_2-DRI	Wasserstoffdirektreduktions-Verfahren
HBI	Hot Briquetted Iron (dt. Heißbrikettiertes Eisen)
HH	Haushalt
HTEL	Hochtemperatur Elektrolyse
IEA	Internationale Energieagentur
IEK-10	Institut für Energie- und Klimaforschung: Energiesystemtechnik
IEK-STE	Institut für Energie- und Klimaforschung: Systemforschung und Technologische Entwicklung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
JRC	Joint Research Center of the European Commission
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
LCA	Life Cycle Assessment
LCH_4	Flüssiges Methan
LH_2	Flüssiger Wasserstoff
LKW	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquefied-Natural-Gas
Max.	Maximum
MENA	Middle East North Africa
Min	Minimum
MFH	Mehrfamilienhaus
MWh	Megawattstunde
NACE2	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne (dt. Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft)
NRW	Nordrhein-Westfalen
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OPEX	Operating Expenditures (dt. Betriebsaufwände)
PEM/PEMEL	Proton Exchange Membrane Elektrolyse (dt. Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse)
PKW	Personenkraftwagen
PRTR	European Pollutant Release and Transfer Register (dt. europäisches Schadstofffreisetzungs- und verbringungsregister)
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
PtX-CH_4	Synthetische (PtX) Methan, gasförmig
PtX-H_2	Grünes (PtX) Wasserstoff, gasförmig
PtX-LCH_4	Synthetische (PtX) Methan, flüssig
PtX-LH_2	Grünes (PtX) Wasserstoff, flüssig
PV	Photovoltaik
SOEC	„Solid Oxide Electrolyzer Cell“ Elektrolyse (dt. Hochtemperaturelektrolyse)

Tab.	Tabelle
th	thermisch
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level (dt. Technologiereifegrad)
TTW	Tank-to-Wheel Emission
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
V2G	Vehicle-to-Grid
WI	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
WTT	Well-to-Tank Emission
ZFH	Zweifamilienhaus

MANAGEMENT SUMMARY

Die Transformation des Energiesystems erfordert die Untersuchung des Hochlaufs von Dekarbonisierungstechnologien sowie Flexibilitätsoptionen.

Die vollständige Vermeidung von anthropogenen CO_2-Emissionen zur Bekämpfung des Klimawandels erfordert eine fundamentale Transformation von Energieversorgung sowie Energie- und Ressourcenverbrauch. Es bedeutet die nahezu vollständige Substitution von fossilen Brennstoffen und Ressourcen durch erneuerbare und synthetische Energieträger und Grundstoffe. Allerdings führt die Dekarbonisierung des Energiesystems im Zuge der Energiewende zu einem stark steigenden Anstieg des Bedarfs an Systemflexibilität, insbesondere im Stromsektor. Der wachsende Anteil an volatilen erneuerbaren Stromerzeugern führt dazu, dass unerwartete kurzfristige Stromüberschüsse oder Strommangel aufgrund unvorhergesehener Änderungen im Stromangebot auftreten können. Flexible Stromverbraucher, die in der Lage sind, schnell auf Marktsituationen zu reagieren, gewinnen daher perspektivisch an Wert und können zudem zur Gewährleistung der Systemstabilität beitragen. Beispiele für solche flexiblen Verbraucher sind Wärmepumpen und andere Power-to-Heat-Technologien, sowie Elektrofahrzeuge, stationäre Speicher, Demand-Side-Management (Nachfragesteuerung) und Power-to-X-Technologien bzw. Elektrolyseure. Bei transparenten Preissignalen ergibt sich so eine Merit-Order von Flexibilitätsoptionen, welche die Volatilität von Strompreisen und Ungleichgewichte im Stromsystem reduzieren könnten.

Drei Forschungsinstitute betrachten Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Branchen und Sektoren aus energiesystemanalytischer Sicht.

Im vorliegenden Band I „Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen und zukunftsfähigen Anwendungen“ führen die beteiligten Institute Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) und Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung Energiesystemtechnik (IEK-10) eine detaillierte Systembetrachtung der Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen durch. Hierzu wird die Arbeit in zwei Teile gegliedert, die sich nach methodischem Ansatz unterscheiden.

In Teil A wird von den Instituten EWI, WI und IEK-10 eine integrierte Energiesystemanalyse unter Berücksichtigung von Strom- und Gasnetzen vorgestellt. Hierfür wird ein Szenario definiert, welches eine langfristige und sektorenübergreifende Dekarbonisierungsstrategie unter strengen Zielvorgaben verfolgt. Der Szenariorahmen dient der systemanalytischen Untersuchung der Konkurrenz verschiedener Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen in den Endverbrauchssektoren. Dafür wird das europäische Energiesystem in einem Modell abgebildet und dessen Entwicklung bis ins Jahr 2050 simuliert. Die Ergebnisse des Energiesystems werden an zwei separate Modelle zur Abbildung des Stromnetzes und der Gasinfrastruktur übergeben, um die Auswirkungen des Ausbaus von erneuerbaren Energien-Anlagen und Flexibilitätsoptionen auf die Infrastrukturen zu untersuchen.

In Teil B stellt das WI seine Untersuchungen zu einer treibhausgasneutralen Transformation der Grundstoffindustrie vor. Dazu werden zunächst die heutigen Mengen der industriellen CO_2-Emissionen in Deutschland und NRW nach Branche bestimmt und regional aufgelöst in Form von Karten

dargestellt, um die Herausforderungen für die Vermeidung der Emissionen in differenzierter Form sichtbar zu machen. Als Nächstes werden mittels Metaanalyse von aktueller, einschlägiger Literatur relevante Lösungsoptionen für eine klimaneutrale Transformation der Grundstoffindustrien Stahl, Chemie und Zement identifiziert und multikriteriell bewertet. Dies erfolgt in Form von Steckbriefen für insgesamt 13 Technologien. Ergänzend wird eine branchenspezifische Metaanalyse von Studien durchgeführt, um aufzuzeigen, welche Gemeinsamkeiten und Unterschiede es im Hinblick auf die verfolgten Strategien in den drei Branchen Stahl, Chemie und Zement gibt. Eine modellgestützte Szenarioanalyse zeigt einen möglichen Entwicklungspfad des Industriesektors zur Treibhausgasneutralität in Deutschland und NRW und welche Anforderungen damit auf der Nachfrageseite verbunden sind. Im Hinblick auf neu zu errichtende Anlagen für eine treibhausgasneutrale Stahlproduktion werden Vorteile und Nachteile sowie Produktionskosten für einen Standort in NRW im Vergleich zu einem Standort in Nordafrika am Beispiel von Marokko bestimmt und bewertet. Abschließend wird eine Roadmap für eine treibhausgasneutrale Transformation der Industrie in NRW entwickelt, welche wesentliche Entscheidungspunkte im Zeitverlauf aufzeigt. Dabei werden Hemmnisse und Unsicherheiten sowie Chancen und Risiken skizziert, die mit dieser Defossilierung einhergehen.

Kernergebnisse Teil A „Die Rolle von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und die Auswirkungen auf Stromnetz und Gasmarkt in einem energieautarken, klimaneutralen Europa“

Im Rahmen der Systemanalyse wird ein Szenario entwickelt, mit dem bis zum Jahr 2050 gleichzeitig (sektoren- und länderübergreifend) Klimaneutralität und weitgehende Energieautarkie in Europa erreicht werden soll.

Ziel der Forschung im Teil A ist es, mit Hilfe des Szenariorahmens ein europäisches Energiesystem abzubilden, in dem sich die Möglichkeit für eine vielfältige und erhöhte Durchdringung von Power-to-X-Anlagen in Europa bzw. Deutschland über eine sektorenübergreifende Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen ergibt. Dafür wird ein Szenario in dem Energiesystemmodell DIMENSION implementiert, dass diese hohen Ambitionen erfüllt: das sogenannte „Europa Autark“-Szenario. In Übereinstimmung mit den Zielen der Europäischen Kommission unterstellt dieses Szenario eine 55 %- bzw. 100 %-Minderung der CO_2-Emissionen bis 2030 bzw. 2050 (ggü. 1990) über alle Länder und alle Sektoren in Europa. Es wird angenommen, dass die Dekarbonisierung nur durch Energieerzeugung in europäischen Ländern möglich ist. Importe von CO_2-neutralen Brennstoffen aus Ländern außerhalb Europas sind in diesem Szenario nicht zugelassen.

Die Szenarioergebnisse aus der Energiesystemmodellierung zeigen, dass der Stromsektor bis 2030 weitgehend klimaneutral ist, wobei die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland führt.

Die Szenarioergebnisse der Energiesystemmodellierung zeigen, dass zwischen 2019 und 2030 ein drastischer Rückgang der CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung zu verzeichnen ist (-80 %), der sich

durch die schnelle Verlagerung von fossiler zu erneuerbarer Stromerzeugung erklären lässt. Innerhalb dieses Zeitraums verdoppeln sich die installierten Kapazitäten von Wind- und PV-Stromerzeugungsanlagen. Der starke Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen führt dazu, dass der Anteil von Wind und PV an der Stromerzeugung auf über 70 % steigt. Gleichzeitig ersetzen vor allem elektrische Heizungen mit hohen Wirkungsgraden die bestehenden fossilen Heizkessel: Beispielsweise erreichen dezentrale Wärmepumpen in Haushalten und GHD einen Anteil von 50 % an der Leistung bis 2030. Der Wärmesektor erhöht damit seinen Strombedarf erheblich und wird dadurch substanziell dekarbonisiert (-70 %). Der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung bleibt jedoch trotz steigender Stromnachfrage konstant. Nach dem Jahr 2030 gleichen sich der Anstieg der Stromnachfrage und die Zunahme intermittierenden Stromangebots an. Vor allem die Elektrifizierung des Straßenverkehrs führt zu mehr als einer Verdreifachung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor zwischen 2030 und 2040.

Insgesamt treibt das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 einen Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland um 460 TWh (+ 90 %) im Vergleich zu 2019. Der Anteil von Wind und PV an der Stromerzeugung steigt bis 2050 weiter auf 82 %, der Rest wird durch andere erneuerbare Energien (6 %) sowie durch Gaskraftwerke (betrieben durch Bio- und synthetisches Methan) gedeckt. Aufgrund der hohen Last der elektrischen Wärmerzeugung und der Variabilität der erneuerbaren Energien schwankt der stündliche Strompreis in Deutschland im Jahr 2050 in den Wintermonaten stark und springt innerhalb weniger Stunden z. B. von unter 50 EUR/MWh auf fast 400 EUR/MWh. In den Sommermonaten resultiert der niedrigere Wärmebedarf und die höhere Sonneneinstrahlung in einer deutlich veränderten stündlichen Preisstruktur. Hier führt ein Überangebot an erneuerbaren Energien dazu, dass der Preis über lange Zeiträume sehr niedrig ist und teilweise nahe oder auf Null absinkt. Im Jahresdurchschnitt liegt der Strompreis 2050 bei ca. 70 EUR/MWh. Im europäischen Vergleich ist das Preisniveau in Deutschland hoch: Deutschland befindet sich im oberen Viertel der Preisskala.

Die Modellergebnisse zu den Endverbrauchssektoren zeigen unterschiedliche Dekarbonisierungsstrategien: Der Verkehr wird neben Elektromobilität durch einen verstärkten Einsatz von Power-to-X-Kraftstoffen klimaneutral, der Wärmesektor mit Hilfe von Power-to-Heat.

Die Szenarioergebnisse zum Verkehrssektor zeigen, dass konventionelle Energieträger wie Benzin, Diesel und Kerosin bis nach 2030 weiter eine bedeutende Rolle spielen. Auch im Jahr 2040 werden noch rund 75 % des deutschen Energieverbrauchs im Straßenverkehr durch fossile Kraftstoffe gedeckt. Dieser Mangel an CO_2-Minderung ist eine Folge der vergleichsweise hohen Vermeidungskosten im Vergleich zu anderen Sektoren, welche CO_2 früher und stärker mindern. Der Verkehrssektor hingegen reduziert erst zwischen 2040 und 2050 durch einen Ausstieg aus der Nutzung konventioneller Kraftstoffe die verbleibenden 45 % des Emissionsniveaus von 2019. Ersetzt werden die konventionellen Kraftstoffe vor allem durch Power-to-X-Kraftstoffe, die im Straßenverkehr sowie im Luftverkehr und der Schifffahrt innerhalb von zehn Jahren einen Anteil von 38 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor erreichen. Insbesondere grüner Wasserstoff erweist sich neben Strom als eine vielversprechende CO_2-neutrale Option für den Straßenverkehr (gasförmig für PKW und LNF, flüssig für LKW). Die Modellergebnisse zeigen, dass die deutsche Fahrzeugflotte im Jahr 2050 zu 55 % aus Elektrofahrzeugen, zu 30 % aus Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeugen und zu 15 % aus Plug-In Hybriden besteht, die mit synthetischem Benzin und Strom betrieben werden.

Im Wärmesektor führt eine drastische Umstellung von gasbetriebenen auf elektrische Heizungen zu einem Rückgang der CO_2-Emissionen um 70 % bis 2030. Der Anteil elektrischer Wärmeerzeuger am gesamten Endenergieverbrauch der deutschen Wärmeversorgung beträgt im Jahr 2030 43 % und verdoppelt sich bis 2050 auf 87 %. Power-to-Heat, maßgeblich über elektrische Wärmepumpen, dominiert die Wärmeerzeugung für die Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs von Haushalten, GHD, Industrie und Landwirtschaft sowie des Kühl- und Kochbedarfs von Haushalten und GHD. Darüber hinaus nutzen Wärmepumpen thermische Speicher, um flexibel auf Strompreissignale reagieren zu können. In Zeiten mit stark unterschiedlicher Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien führen Spitzen in den Strompreisen dazu, dass thermische Speicher genutzt werden, um den Stromverbrauch in Stunden mit geringerer Erneuerbaren-Einspeisung zu senken. In der Fernwärme wird der Großteil (76 %) der Wärmeversorgung im Jahr 2040 weiterhin überwiegend durch konventionelles Gas gedeckt. Obwohl die installierte Leistung bis 2050 unverändert bleibt, vervierfacht sich die Wärmeerzeugung mit Heizstäben. Der verbleibende Fernwärmebedarf wird durch geothermische Großwärmepumpen sowie mit synthetischem Methan betriebene Gasheizwerke gedeckt.

Insgesamt erweist sich die direkte Nutzung von Strom bei der Minimierung der Gesamtsystemkosten als vorteilhaft gegenüber der indirekten Nutzung von Strom. Es zeigt sich, dass Power-to-X-Energieträger erst dann genutzt werden, wenn eine direkte Elektrifizierung technisch nicht oder nur zu prohibitiv hohen Kosten möglich ist.

In den Szenarioergebnissen der Energiesystemmodellierung steigt die Nachfrage nach synthetischen Energieträgern bis 2050 massiv an, während der Ausbau der Power-to-X-Erzeugungskapazität in Deutschland durch die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie getrieben wird.

In Deutschland steigt der Bedarf nach synthetischen Energieträgern nach 2040 deutlich an und verachtfacht sich innerhalb von zehn Jahren auf 502 TWh. Die Erzeugung dieser Power-to-X-Energieträger erfolgt jedoch nahezu vollständig im europäischen Ausland. Im Inland wird lediglich Wasserstoff erzeugt: Die Modellrechnungen zeigen, dass die Produktion im Jahr 2030 6 TWh (40 % des gesamten Power-to-X-Verbrauchs), im Jahr 2040 21 TWh (33 % des gesamten Power-to-X-Verbrauchs) und im Jahr 2050 9 TWh (2 % des gesamten Power-to-X-Verbrauchs) erreicht. In Deutschland folgt die Einführung von Elektrolyseanlagen dem in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgegebenen Mindestpfad, wobei 5 GW_{el} bis zum Jahr 2030 und weitere 5 GW_{el} bis zum Jahr 2040 gebaut werden. Aufgrund der hohen Konkurrenz durch Power-to-X-Importe sowie anderer Flexibilitätsoptionen kommen Elektrolyseure in Deutschland im Jahr 2050 nur in Stunden mit Strompreisen nahe null zum Einsatz.

Im untersuchten Szenario kommen die Flexibilitätsoptionen im Jahr 2050 insbesondere in Situationen mit hoher Erneuerbaren-Einspeisung zum Einsatz, um Erzeugungsspitzen zu glätten.

Die Energiesystemmodellierung zeigt, dass es eine Korrelation zwischen der EE-Stromerzeugung und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen gibt. Bei hohen EE-Anteilen kommt negative Flexibilität zum Einsatz, um Erzeugungsspitzen abzudecken. In diesem Fall wird Strom verbraucht, um das Gleichweicht im System zu gewährleisten. Die Ergebnisse zeigen, dass Elektrofahrzeuge ein großes Potenzial haben, Erzeugungsspitzen zu glätten: Unter transparenten Marktsignalen stellen Elektrofahrzeuge durch eine

Verschiebung des Ladevorgangs Flexibilität bereit, in dem sie die Aufladung des für den Betrieb des Fahrzeugs erforderlichen Strombedarfs optimieren. Anderseits bieten manche Flexibilitätsoptionen bei geringem EE-Anteil Strom an, um die Bedarfslücke zu füllen und den Einsatz von teurer Backup-Kraftwerkskapazität zu vermeiden. In solchen Fällen spielen stationären Batteriespeicher sowie Power-to-Heat mit thermischem Speicher eine wichtige Rolle.

Die Szenarioergebnisse zeigen, dass die Gastransitvolumen durch das deutsche Erdgasnetz trotz sinkender inländischer Nachfrage bis 2040 nur geringfügig sinken.

Bis 2040 erfolgt ein deutlicher Rückgang der Nachfrage nach konventionellem Erdgas in Deutschland, bei gleichzeitig steigender Bedeutung des deutschen Gasnetzes für innereuropäische Gastransite. Die Gesamtauslastung des deutschen Gastransportnetzes sinkt durch die steigenden Transitvolumina im gleichen Zeitraum jedoch kaum. Durch den weiterhin hohen Bedarf an Erdgasimporten und -transiten ist die Umstellung großer Erdgasleitungen in der mittleren Frist nur bedingt möglich. Erste Umstellungen bis 2030 können daher vermutlich nur lokal erfolgen. Vor allem parallel verlegte Pipelinestränge bieten darüber hinaus die Möglichkeit zur Umstellung und erfordern daher detaillierte lokale Analysen der Gastransportbedarfe unter gleichzeitiger Berücksichtigung der weiterhin notwendigen Gastransite. Einzelne größere Pipelinestränge des Gastransportnetzes, wie etwa die Gasimportleitungen von Norwegen nach Deutschland, sind durch sinkende Gasimporte von Norwegen in die europäischen Importländer langfristig nur gering ausgelastet, was eine Umrüstung für den Transport von reinem Wasserstoff möglich machen könnte. Dies sollte bei der Erstellung von Energiekonzepten und Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden.

Die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze erfolgt im untersuchten Szenario nur in geringem Umfang und erfordert eine enge Verzahnung der Netzplanung für Strom, Erdgas und Wasserstoff.

In einem Dekarbonisierungsszenario ohne Power-to-X-Importe von außerhalb Europas ist die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze aus wirtschaftlicher Sicht nur sehr begrenzt anzuwenden. Erst im Jahr 2040 wird Wasserstoff in Deutschland zu einem Anteil von 5,7 vol.-% ins Erdgasnetz eingespeist. Aus Gasnetzperspektive ist eine gezielte Beimischung von Power-to-X-Wasserstoff vor allem an Netzknoten mit hoher Gasnachfrage vorzunehmen, um einen Teil der Nachfrage nach konventionellem Erdgas zu verdrängen, bei gleichzeitiger Einhaltung der Einspeisegrenzwerte. Bei der Positionierung von Power-to-X-Anlagen muss jedoch ebenfalls die Einbindung ins Stromnetz berücksichtigt werden, um dort die Entstehung von Netzengpässen zu vermeiden. Ein starker Ausbau von Power-to-X macht eine stärkere Koordination in Planung und Betrieb der Strom- und Gasnetze erforderlich. Standorte von Power-to-X-Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sind häufig in der Nähe zu Industrie- und Ballungszentren mit einem perspektivischen Bedarf an Wasserstoff. Der Aufbau von Power-to-X-Anlagen an solchen Standorten ist daher sowohl aus Gasnachfragesicht als auch aus der Infrastrukturperspektive sinnvoll. Abhängig von der zeitlichen Verteilung der Wasserstoffnachfrage kann so entweder synthetisch erzeugter Wasserstoff als Substitut zu Erdgas eingespeist werden oder zur Deckung der lokalen Nachfrage nach reinem Wasserstoff eingesetzt werden. Zudem können diese Standorte langfristig Ankerpunkte eines dedizierten Wasserstoffnetzes sein. NRW ist aufgrund seiner hohen Gasnachfrage eine Vorzugsregion für die Errichtung von Power-to-X-Anlagen. Da das synthetisch erzeugte Gas (Wasserstoff oder Methan)

sowohl in der Industrie eingesetzt werden kann als auch flexibel in Erdgasnetze eingespeist werden kann, ist der Aufbau von Power-to-X-Kapazitäten in der Region als geeignet zu bewerten. Da die Möglichkeit der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasleitungen in den Szenarioergebnissen nur sehr begrenzt erfolgt, erweist sich der Aufbau reiner Wasserstoffnetze als notwendig. Für die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff sind tiefgreifende und detaillierte Analysen notwendig, um lokale Spezifika der Wasserstoff- und Erdgasbedarfe und -versorgung zu identifizieren.

Kernergebnisse Teil B „Standort- und Szenarioanalysen zur nachhaltigen und klimaneutralen Transformation des Industriesektors in NRW“

Rund 40 % der industriellen CO_2-Emissionen Deutschlands entfallen auf Standorte in NRW.

Von diesen 44 Mt CO_2/a sind knapp 90 % allein auf die drei Branchen Stahl, Zement und Chemie zurückzuführen. Dabei ist die nordrhein-westfälische Eisen- und Stahlindustrie besonders hervorzuheben, denn allein sie ist bereits für die Hälfte der landesweiten und rund 20 % der bundesweiten Industrieemissionen verantwortlich. Die übrigen betrachteten energieintensiven Industrien in NRW – Kalk, Aluminium, Papier und Glas – emittieren gemeinsam mit 5,5 Mt CO_2/a in etwa so viel wie die Zementindustrie. Eine Besonderheit NRWs ist auch die hohe räumliche Konzentration von industriellen Punktquellen, insbesondere die Stahlwerke im Ruhrgebiet mit angrenzenden Standorten verschiedener Branchen sowie die chemische Industrie im Rheinland und die hohe dichte an Zementwerken in Westfalen.

Für eine deutliche Reduktion der industriellen THG-Emissionen gibt es viele technische Lösungsoptionen, jedoch nur wenige davon ermöglichen eine sehr tiefe THG-Reduktion.

Forschungsprogramme und Klimaschutzszenarien listen zum Teil eine Vielzahl an Maßnahmen und Technologien zur Verringerung der industriellen THG-Emissionen auf. Diese reichen von Effizienzsteigerungen über neue “beste verfügbare” Technologien (BAT) und bis hin zu grundlegenden Innovationen, die sich zum Teil noch in der Forschung und Prototypenentwicklung befinden. Weitere grundsätzliche technologische Strategien bestehen in der Abscheidung und Nutzung oder Speicherung der CO_2-Emissionen (CCU/CCS) oder der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen und Rohstoffen. Mit Effizienzmaßnahmen und BAT können die THG-Emissionen jedoch nur bis zu etwa 20 % gesenkt werden und auch der Einsatz von CCU/CCS ermöglicht keine vollständige Reduktion. Damit bleiben für die drei Branchen der Grundstoffindustrie nur wenige innovative technologische Lösungen, mit denen eine nahezu vollständige Vermeidung von THG-Emissionen erreicht werden kann.

Aufgrund der Vielzahl der Prozesse in der Grundstoffchemie existiert nicht “die eine innovative Technologie” zur tiefen Defossilierung, viel mehr erfordert es integrierte Strategien hinsichtlich Prozessoptimierungen sowie Prozess- und Eduktalternativen.

Die größten Dekarboniserungshebel in der Grundstoffchemie in NRW beruhen auf der Substituierung des aktuell noch fossilen Feedstocks der Steamcracker durch grünes Naphtha und das Ersetzen der konventionellen Prozessdampf- und Wärmeerzeugung mittels Biomasse und/oder Power-to-Heat. Der

Einsatz von grünem Feedstock in den Steamcrackern führt auch in den nachgelagerten Prozessen zu einer Defossilierung der Produkte.

Für eine THG-neutrale Stahlproduktion muss auf Direktreduktion mit grünem Wasserstoff umgestellt werden, langfristig könnte auch die Eisenelektrolyse eine Rolle spielen.

Die THG-Emissionen der deutschen Stahlbranche beruhen zum weitaus größten Teil (ca. 70 %) auf der Primärstahlproduktion und hier auf der kohlebasierten Hochofen-Konverter Route. Eine Nachrüstung dieser Anlagen um CCS-Technologien wird maximal zu einer THG-Reduktion um ca. 78 % führen. Daher braucht es einen Ersatz der konventionellen Route durch ein alternatives Verfahren, welches erneuerbare Energieträger bzw. Ressourcen wie Strom und Wasserstoff für die Stahlproduktion nutzbar macht. Dazu gehören potenziell nur die H_2-basierte Direktreduktion sowie die Eisenelektrolyse, beide mit anschließender Weiterverarbeitung des Rohstahls im Lichtbogenofen. Die Eisenelektrolyse ist technisch allerdings noch nicht so weit fortgeschritten wie die Direktreduktion und zudem aus heutiger Sicht deutlich teurer. Daher wird sie voraussichtlich erst langfristig einen Beitrag zur Defossilierung der Stahlbranche leisten können.

Für eine THG-neutrale Zementproduktion müssen CCS-Technologien eingesetzt werden.

Bei der Defossilierung der Zementproduktion stellt insbesondere der hohe Anteil von prozessbedingten Emissionen eine große Herausforderung dar, welche etwa zwei Drittel der Gesamtemissionen ausmachen. Hierfür gibt es aus heutiger Sicht keine technische Alternative, was letztlich zwei zentrale Lösungsoptionen erforderlich macht. Einerseits muss durch verschiedene Maßnahmen soweit wie möglich auf Zementklinker verzichtet werden, andererseits müssen die verbleibenden unvermeidbaren Restemissionen mittels CO_2-Abscheidung abgefangen und langfristig eingelagert werden.

Eine THG-neutrale Transformation der Industrie in Deutschland und NRW bis zum Jahr 2050 ist durch konsequente Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Ressourcen sowie Einsatz innovativer Verfahren möglich.

Dafür müssen bis spätestens zum Zieljahr 2050 alle fossilen Energieträger durch erneuerbare Energieträger (Biomasse, EE-Strom, grüner Wasserstoff usw.) substituiert werden. Neben der Energieversorgung (Strom und Prozesswärme) muss die Grundstoffchemie mit THG-neutralen Edukten versorgt werden. Dies gelingt nur durch den Import von grünem Naphtha. Auch der massive Einsatz von fester Biomasse für BECCS muss dauerhaft gedeckt werden, dies ist allerdings durch heimische Biomassepotenziale möglich.

Für das Gelingen der industriellen Transformation kommt aus zwei Gründen auf die Grundstoffchemie und den Stahlsektor – und damit auch auf den Chemie- und Stahlstandort NRW – eine entscheidende Rolle zu. Zum einen da sie einen Großteil der aktuellen THG-Emissionen der Industrie ausmachen. Zum anderen sind es die beiden einzigen Branchen, welche in dem hier dargestellten Szenario zukünftig negative Emissionen erzielen und dadurch die verbliebenen Restemissionen der übrigen Industriesektoren (und teilweise der Landwirtschaft) kompensieren und folglich die THG-Neutralität bzw. Netto-negativ-Emissionen erst ermöglichen.

Externe Szenarien zeigen eine Reihe von realisierbaren Pfaden zu einer THG-neutralen Industrie auf, die sich jedoch neben zentralen Gemeinsamkeiten bezogen auf die Strategien und Technologien auch deutlich voneinander unterscheiden.

Verschiedene Klimaschutzstudien zeigen mit ihren Szenarien für die Industriebranchen Stahl, Zement und Chemie, dass und wie die THG-Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts vollständig oder zumindest sehr weitgehend reduziert werden können. Allerdings werden dazu neben gemeinsamen Lösungen zum Teil auch sehr verschiedene Strategien und Technologien zur Emissionsminderung verfolgt. Dies deutet darauf hin, dass es derzeit für diese drei Branchen noch keinen Konsens hinsichtlich der wahrscheinlichsten oder vorteilhaftesten Transformationspfade existieren. Zu den überwiegend gleich relevanten Strategien der Szenarien gehören je nach Branche

- die größere Bedeutung von Direktelektrifizierung (Elektrolichtbogenöfen) und Kreislaufwirtschaft (Erhöhung des Sekundärstahlanteils) sowie Produktionsumstellung auf Wasserstoffeinsatz in Direktreduktionsanlagen in der Stahlbranche,
- CCS-, Materialeffizienz- und substitutions-Strategien in der Zementindustrie und
- Elektrifizierung von Prozesswärme und zum Teil von Steamcrackern) sowie die Erhöhung des Anteils des mechanisch und chemisch recycelten Kunststoffs und der Materialeffizienz in der Chemieindustrie.

Bedeutende Unterschiede zwischen den Szenarien existieren dagegen hinsichtlich der zukünftigen Bedeutung von Biomasse und CCS in der Chemie- als auch Stahlbranche sowie bezogen auf Strategien der Direktelektrifizierung (künftige Relevanz von elektrifizierten Zementöfen) und der zukünftigen Rolle von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern zur potenziell klimaneutralen Bereitstellung von Brennstoffen für die Zementindustrie.

Verfügbarkeit und Kosten von erneuerbaren Energieträgern werden zu einem wichtigen Standortfaktor für die energieintensive Industrie und könnten perspektivisch zu Verlagerungseffekten führen (“Renewables Pull”).

Gerade für eine CO_2-neutrale, wasserstoffbasierte Rohstahlproduktion bieten Länder mit großen erneuerbaren Energiepotentialen wie Marokko signifikante Kostenvorteile gegenüber NRW. In den betrachteten Fallbeispielen belaufen sich diese im Mittel auf 190 €/t Rohstahl bzw. 25 % zugunsten von Marokko. Der Vorteil resultiert vor allem aus einer günstigeren H_2-Produktion und niedrigerem Lohnniveau. Neben den Kosten stellt aber auch die Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie und grünem Feedstock in ausreichenden Mengen einen zentralen Faktor dar. Hier kann eine Diversifizierung ein wichtiger strategischer Grund sein, um in neue Produktionsstandorte außerhalb Deutschlands und Europas zu investieren. Von sehr großer Bedeutung ist daher ein zügiger und verlässlicher Ausbau der Stromerzeugungsanlagen basierend auf erneuerbaren Energiequellen in Deutschland, die Sicherstellung der für die Transformation benötigten Wasserstoffmengen sowohl über eine heimische Erzeugung als auch über Importbeziehungen sowie eine Anpassung und Etablierung der hierfür benötigten Infrastrukturen.

Energiekosten sind kein allein entscheidendes Kriterium bei Standortfragen.

Für die Standortwahl sind jedoch weitere Faktoren wie bestehende Energie- und Transportinfrastrukturen, politische und gesellschaftliche Rahmenbedingungen und lokale Wertschöpfungsverflechtungen relevant, bei denen die heimischen Standorte überzeugen können. Vor diesem Hintergrund weisen beide untersuchte Regionen nennenswerte Standortvorteile auf, die jedoch verschieden gelagert sind.

Externe Roadmaps sind häufig fragmentiert oder zu wenig ambitioniert.

Bestehende Roadmaps zur Transformation der Stahlindustrie werden der Herausforderung der THG-Neutralität in vielen Teilen nicht gerecht, da sie häufig auch Entwicklungspfade abbilden, die nicht zu einer THG-neutralen Produktion führen. Sie setzen überwiegend auf eine Vielzahl von technologischen Optionen und häufig auf eine Nachrüstung mit CCUS-Technologien, mit denen keine ausreichend tiefe THG-Minderung (-95 %) erzielt werden kann.

Die eigene Roadmap zeigt die Komplexität der Transformation und wichtiger Wechselwirkungen.

Die Transformation zu einer THG-neutralen Stahlproduktion ist mitnichten ein rein technisches Unterfangen, sondern vielmehr ein komplexes Wechselspiel industrie- und versorgungsseitiger sowie infrastruktureller, technologischer, politischer und marktlicher Bedingungen.

Die Transformation bietet vielfältige Chancen für die deutsche Stahlindustrie, ist aber auch mit Unsicherheiten konfrontiert.

Die heutige inflexible und auf fossilen Energieträgern basierende Stahlindustrie kann zu einem flexiblen, THG-neutralen und langfristig wettbewerbsfähigen Produktionssystem umgestellt werden, wenn die hier skizzierten Maßnahmen realisiert werden. Unklar ist langfristig das Verhältnis zwischen heimischer Primärproduktion gegenüber Importen von Eisenschwamm aus Regionen mit sehr großen und günstigen EE-Potentialen. Dies hängt maßgeblich vom Erfolg der deutschen und europäischen Energiewende, dem Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft und dem rechtzeitigen Ausbau der benötigten Infrastrukturen ab.

ZIELSETZUNG UND AUFBAU DES BANDES

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Im vorliegenden Band I „Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen und zukunftsfähigen Anwendungen“ betrachten die beteiligten Institute Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) und Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10) einzelne Flexibilitätsoptionen in den Bereichen Power-to-Gas, Power-to-Heat (PtH), Power-to-Fuel (PtX), Speicher, Elektromobilität und Nachfragesteuerung (Demand-Side-Management, DSM) in verschiedenen Branchen und Sektoren aus energiesystemanalytischer Sicht. Hierfür wird die techno-ökonomische Abbildung der verschiedenen Technologieoptionen in einer sektorenübergreifenden Modelllandschaft entwickelt.

Damit wird die Basis für eine detaillierte Systembetrachtung der Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen gelegt, mit der die Konkurrenzsituation der Technologien im Markt untersucht werden kann. Teil der Analyse ist zudem die Betrachtung von Investitionsstrategien und der Wettbewerbsfähigkeit einzelner Technologien in den Sektoren Industrie, Landwirtschaft, Verkehr sowie private Haushalte (HH) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD). Außerdem wird die räumliche Dimension hinsichtlich der Standortwahl von Technologien vor dem Hintergrund des Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) und der notwendigen Strom- bzw. Gasnetze unter Berücksichtigung regionalspezifischer Vorteile des Bundeslandes NRW im Rahmen eines Szenarios untersucht.

Hierzu wird die Arbeit in zwei Teile gegliedert, die sich im methodischen Ansatz unterscheiden:

- Teil A: Die Rolle von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und die Auswirkungen auf Stromnetz und Gasmarkt in einem energieautarken, klimaneutralen Europa
- Teil B: Standort- und Szenarioanalysen zur nachhaltigen und klimaneutralen Transformation des Industriesektors in NRW

In Teil A wird die integrierte Energiesystemanalyse unter Berücksichtigung der Strom- und Gasnetze der Institute EWI, WI und IEK-10 vorgestellt. Für die systemanalytische Untersuchung der Konkurrenz verschiedener Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen in den Endverbrauchssektoren wird zunächst ein Szenariorahmen definiert, welcher eine langfristige und sektorenübergreifende Dekarbonisierungsstrategie unter der Zielvorgabe eines klimaneutralen und weitgehend energieautarken Europas verfolgt. Dafür wird das europäische Energiesystem in einem Modell abgebildet und dessen Entwicklung bis ins Jahr 2050 simuliert. Die Ergebnisse des Energiesystems werden an zwei separate Modelle zur Abbildung des Stromnetzes und der Gasinfrastruktur übergeben, um die Auswirkungen des Ausbaus von EE-Anlagen und Flexibilitätsoptionen auf die Infrastrukturen zu untersuchen.

In Teil B stellt das WI seine Untersuchungen zu einer THG-neutralen Transformation der Grundstoffindustrie vor. Dazu werden zunächst die heutigen Mengen der industriellen CO_2-Emissionen in Deutschland und NRW nach Branche bestimmt und regional aufgelöst in Form von Karten dargestellt, um die Herausforderungen für die Vermeidung der Emissionen in differenzierter Form

sichtbar zu machen. Als Nächstes werden mittels Metaanalyse von aktueller, einschlägiger Literatur relevante Lösungsoptionen für eine klimaneutrale Transformation der Grundstoffindustrien Stahl, Chemie und Zement identifiziert und multikriteriell bewertet. Dies erfolgt in Form von Steckbriefen für insgesamt 13 Technologien. Ergänzend wird eine branchenspezifische Metaanalyse von Studien durchgeführt, um aufzuzeigen, welche Gemeinsamkeiten und Unterschiede es im Hinblick auf die verfolgten Strategien in den drei Branchen Stahl, Chemie und Zement gibt. Eine modellgestützte Szenarioanalyse zeigt einen möglichen Entwicklungspfad des Industriesektors zur THG-Neutralität in Deutschland und NRW und welche Anforderungen damit auf der Nachfrageseite verbunden sind. Im Hinblick auf neu zu errichtenden Anlagen für eine THG-neutrale Stahlproduktion werden Vorteile und Nachteile sowie Produktionskosten für einen Standort in NRW im Vergleich zu einem Standort in Nordafrika am Beispiel von Marokko bestimmt und bewertet. Abschließend wird eine Roadmap für eine THG-neutrale Transformation der Industrie in NRW entwickelt, welche wesentliche Entscheidungspunkte im Zeitverlauf aufzeigt. Dabei werden Hemmnisse und Unsicherheiten sowie Chancen und Risiken skizziert, die mit dieser Defossilierung einhergehen.

TEIL A: DIE ROLLE VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IM ENERGIESYSTEM UND DIE AUSWIRKUNGEN AUF STROMNETZ UND GASMARKT IN EINEM ENERGIEAUTARKEN, KLIMANEUTRALEN EUROPA

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Im folgenden Teil des Bandes werden die Wechselwirkungen zwischen Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoptionen untersucht. Dazu wird ein Szenario entwickelt, mit dem bis zum Jahr 2050 gleichzeitig (sektoren- und länderübergreifend) Klimaneutralität und weitgehende Energieautarkie in Europa erreicht werden soll. Mit Hilfe eines langfristigen, europäischen Energiesystemmodells sowie zwei eigenständigen Gasinfrastruktur- und Stromnetzmodellen wird ein kosteneffizienter Dekarbonisierungspfad ermittelt.

An der durchgeführten quantitativen Systemanalyse sind drei Institute beteiligt: Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), das Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10) und das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI). Die Systemanalyse erfolgt mit Hilfe einer umfangreichen quantitativen Modellierung, bei der drei Modelle gekoppelt werden: Das europäische Energiesystemmodell DIMENSION und das europäische Gasinfrastrukturmodell TIGER des EWI, sowie ein detailliertes Strommarkt- und Übertragungsnetzmodell des IEK-10.

Im folgenden Kapitel wird zunächst die Motivation für die Fragestellung diskutiert und anschließend in Kapitel A.2 die Zusammenarbeit der Institute dargestellt. Kapitel A.3 beschreibt die jeweiligen Modellierungsansätze und die im Rahmen des Kompetenzzentrums vorgenommenen Modellerweiterungen. In Kapitel A.4 wird der zu Grunde liegende gemeinsame Szenariorahmen und dessen zentrale Annahmen präsentiert. In den Kapiteln A.5 und A.6 werden die Ergebnisse der übergreifenden Energiesystem- bzw. Gasinfrastrukturmodellierung dargestellt und erläutert, in Kapitel A.7 folgen die Ergebnisse einer detaillierten Stromnetzberechnung. In Kapitel A.8 werden Schlussfolgerungen gezogen und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

A.1. Hintergrund und Motivation

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Die Reduzierung anthropogener Treibhausgasemissionen (THG) zur Bekämpfung des Klimawandels erfordert eine fundamentale Transformation der Energiesysteme. Für die Energiebereitstellung bedeutet dies eine Umstellung weg von fossilen Brennstoffen wie Öl, Kohle und Erdgas hin zu erneuerbaren Energieträgern. Der Rahmen für die umfangreichen technologischen und wirtschaftlichen Veränderung wird sowohl von nationalen als auch von internationalen Zielen vorgegeben, die in den letzten Jahren mehrmals deutlich verschärft wurden.[1] Dabei rücken vor allem folgende zentrale Handlungsfelder für die Analyse in den Vordergrund: Der Bedarf an Systemflexibilität und die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Endverbrauchssektoren, wie in Abbildung A.1 dargestellt.

Ersteres betrifft vor allem den Bedarf an Flexibilität im Stromsektor, der sich aus der Veränderung des Stromerzeugungsmixes ergibt. Der wachsende Anteil an volatilen EE-Stromerzeugern hat in den letzten Jahren dazu geführt, dass auf den Spot- und Intradaymärkten für Strom vermehrt negative Preise auftraten. Grund dafür waren unter anderem unerwartete Stromüberschüsse aufgrund kurzfristiger unvorhergesehener Änderungen im Stromangebot. Zudem stellt der EE-Ausbau das Stromnetz vor Herausforderungen, da sich Lastflüsse und -profile deutlich ändern. Flexible Stromverbraucher, die in der Lage sind, schnell auf Preissignale zu reagieren, gewinnen daher perspektivisch an Wert und können zudem zur Gewährleistung der Systemstabilität beitragen. Gleichzeitig können sie durch Arbitrage finanziell profitieren. Beispiele für solche flexiblen Verbraucher sind Wärmepumpen und andere PtH-Technologien, sowie Elektrofahrzeuge, stationäre Speicher, DSM und Elektrolyseure. Einige der Technologien erbringen zudem positive Flexibilität, das heißt, dass sie in Zeiten hoher Nachfrage und geringer EE-Verfügbarkeit ihren Verbrauch reduzieren.[2] Bei transparenten Preissignalen ergibt sich so eine Merit-Order von Flexibilitätsoptionen, welche die Volatilität von Strompreisen und Ungleichgewichte im Stromsystem reduzieren könnte.

Die Frage, welche Flexibilitätsoptionen sich am Markt durchsetzen werden, hängt nicht nur von der Wirtschaftlichkeit der Erschließung der Flexibilität ab, sondern auch von der Fähigkeit, CO_2-intensive Technologien zu substituieren. Angesichts des politisch verbindlichen Ziels der Klimaneutralität[3] in Europa bis 2050 ist nicht nur eine Transformation des Stromsystems notwendig, auch in den

[1] Aufgrund der Laufzeit des Kompetenzzentrums wurden im Rahmen dieser Analyse die Zielvorgaben gemäß „The European Green Deal“ von der Europäischen Kommission betrachtet [1]. Alle Maßnahmen, die nach Ende 2020 eingeführt werden, wie z. B. das „Fit for 55“-Paket, das deutsche Klimaschutzgesetz (Klimaneutralität in Deutschland bis 2045), sowie die im neuen Koalitionsvertrag (2021) festgelegten Ziele für den EE-Ausbau bleiben unberücksichtigt.

[2] Aus Sicht des Stromsystems bezieht sich die negative Flexibilität auf einen Anstieg der Stromnachfrage, während positive Flexibilität einen Anstieg des Stromangebots impliziert. Für weitere Informationen siehe Bertsch et al. (2016) [2].

[3] Innerhalb des „Teil A“ bezieht sich der Begriff „Klimaneutralität“ auf eine 100-prozentige Verringerung der Nettoemissionen in Bezug auf CO_2 -Äquivalente (ggü. 1990). Andere Arten von Emissionen werden nicht berücksichtigt.

Endverbrauchssektoren ist eine Umstellung auf CO_2-neutrale Technologien und Anwendungen erforderlich. Diese Umstellungen sind häufig mit Investitionen und Kosten verbunden, die über das derzeit beobachtete Maß hinausgehen. In den vorliegenden Untersuchungen konzentriert sich die Diskussion auf die direkte Nutzung von Elektrizität (z. B. durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen), die indirekte Nutzung von Elektrizität zur Erzeugung von synthetischen Kraft- und Brennstoffen (z. B. durch PtX-Technologien) oder die Verwendung von biogenen Energieträgern. Aus wettbewerblicher Perspektive konkurrieren diese Dekarbonisierungsoptionen bei einem transparenten und sektorenübergreifenden CO_2-Preis untereinander und sorgen für eine Reduzierung der CO_2-Emissionen bei minimalen Systemkosten. Folglich konkurrieren die Technologien als Flexibilitätsoptionen um negative Preise am Strommarkt und gleichzeitig als Dekarbonisierungsoptionen zur kostengünstigsten Minderung von CO_2-Emissionen.

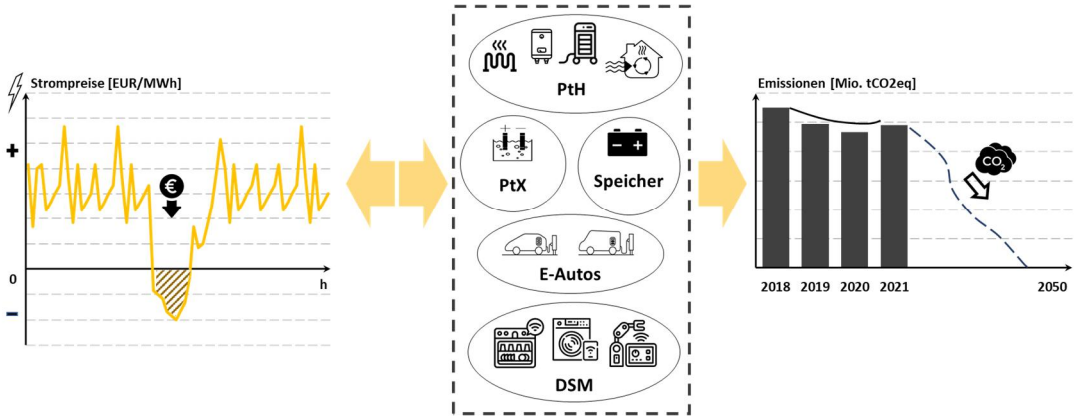


Abbildung A.1: Flexibilitätsoptionen als Intermediär für Strommarktstabilität und Emissionsminderung

Neben dem Einsatz von flexiblen und CO_2-neutralen Technologien im Endverbrauch, ermöglichen PtX-Technologien die Substitution fossiler Energieträger durch synthetisch und klimaneutral hergestellte Energieträger. Eine Option stellt dabei die Einspeisung mittels PtX-Technologien synthetisch hergestellten Wasserstoffs (PtX-H_2) oder Methans (PtX-CH_4) als Substitut für Erdgas im bestehenden Erdgasnetz dar. Bei einer geringen Beimischungsquote von Wasserstoff können die bestehende Gasinfrastruktur und Endgeräte ohne größere Investitionen genutzt werden, um die Nutzung fossilen Erdgases zu reduzieren oder in Kombination mit synthetischem Methan vollständig zu substituieren.[4] Die Einspeisung von synthetischen Gasen in das Gasnetz fügt eine weitere Kopplungsstufe zwischen Strom- und Gasmärkten hinzu, welche bisher ausschließlich durch Gaskraftwerke verknüpft sind. Durch die Einspeisung ändern sich die Versorgungsstruktur auf den Gasmärkten und die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur. Gleichzeitig stellen die PtX-Anlagen neue Großverbraucher dar, die es bei der Planung von Stromübertragungsnetzen zu berücksichtigen gilt.

[4] Bei einer Umstellung auf höhere Wasserstoffbeimischungsquoten oder reinen Wasserstoff sind Investitionen zur Anpassung der Endgeräte und Adaption bzw. Neubau der Infrastruktur notwendig.

A.2. Vorgehen der quantitativen Systemanalyse im Zusammenspiel der Institute

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

- An der durchgeführten quantitativen Systemanalyse sind drei Institute beteiligt: Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), das Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10) und das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI).
- Das EWI untersucht Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt, die Sektorenkopplung sowie die Rolle alternativer Energieträger, um zentrale Erkenntnisse für eine nachhaltige Gestaltung der Strom-, Wärme- und Verkehrswende aus übergeordneter Perspektive zu gewinnen. Hierfür werden das Energiesystemmodell DIMENSION und das Gasinfrastrukturmodell TIGER erweitert und gekoppelt.
- Das WI untersucht die Entwicklung des Industriesektors. Besonders Daten zu Kosten und Potenzialen für DSM in spezifischen Industrieprozessen werden detailliert analysiert. Energieverbräuche für verschiedenen Industriebranchen und Annahmen zu DSM-Prozessen werden gemeinsam mit dem EWI quantifiziert und fließen in die Energiesystemmodellierung des EWI mit ein.
- Aufbauend auf die Energiesystem- und Gasinfrastrukturmodellierung des EWI führt das IEK-10 eine Stromnetzsimulation durch, um die Auswirkungen von räumlich und zeitlich disaggregierter PtX-Erzeugung, Stromerzeugung und Stromnachfrage zu analysieren. Hierbei wird ein europäisches Strommarkt- und Stromübertragungsnetzmodell eingesetzt, welches das deutsche Übertragungsnetz in hoher Auflösung abbildet. Ziel der modellgestützten Analyse ist die Berechnung von Lastflüssen und die Identifikation von potenziellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz, mit einem Fokus auf NRW.

An der quantitativen Systemanalyse sind mit dem EWI, dem IEK-10 des Forschungszentrums Jülich und dem WI drei Institute beteiligt. Das Zusammenwirken der Institute im Rahmen der vorliegenden Analyse ist in Abbildung A.2 dargestellt.

Im Rahmen dieser Kooperation untersucht das EWI die Flexibilitätsoptionen für den Strommarkt, die Sektorenkopplung sowie die Rolle CO_2-neutraler Kraft- und Brennstoffe, um zentrale Erkenntnisse für eine nachhaltige und integrierte Gestaltung der Strom-, Wärme- und Verkehrswende aus übergeordneter Perspektive zu gewinnen. Hierfür werden das Energiesystemmodell DIMENSION und das Gastransportnetzmodell TIGER erweitert:

- Abbildung aller Endenergieverbrauchs-Sektoren (europaweit) mit modellendogener Erzeugung und Nachfrage nach PtX-Brennstoffen im EWI-Modell DIMENSION,
- Detaillierte Abbildung und Integration von mit PtX konkurrierender Flexibilitätsoptionen inkl. DSM, PtH, Elektromobilität und Speichern im EWI-Modell DIMENSION,
- Erweiterung des DIMENSION DSM-Moduls um weitere Sektoren (GHD, HH) und endogenem Ausbau (inkl. Investitionskosten) zu berücksichtigen,
- Modellierung der langfristigen sektorenübergreifenden Interdependenzen im Gesamtsystem im EWI-Modell DIMENSION,
- Weiterentwicklung des EWI-Gasinfrastrukturmodells TIGER durch die Integration der Einspeisung von PtX-H_2 und PtX-CH_4 sowie einer verbesserten Abbildung des Gasnetzes und regionaler Gasnachfrage,
- Verknüpfung von PtX-Erzeugung und Erdgasangebot, -nachfrage und -handel.
- Kopplung der EWI-Modelle DIMENSION und TIGER über PtX- und Erdgas-Mengen und PtX-Kapazitäten,
- Optimale Platzierung von PtX-Anlagen aus Stromnetzsicht gegenüber Gasnetzsicht.

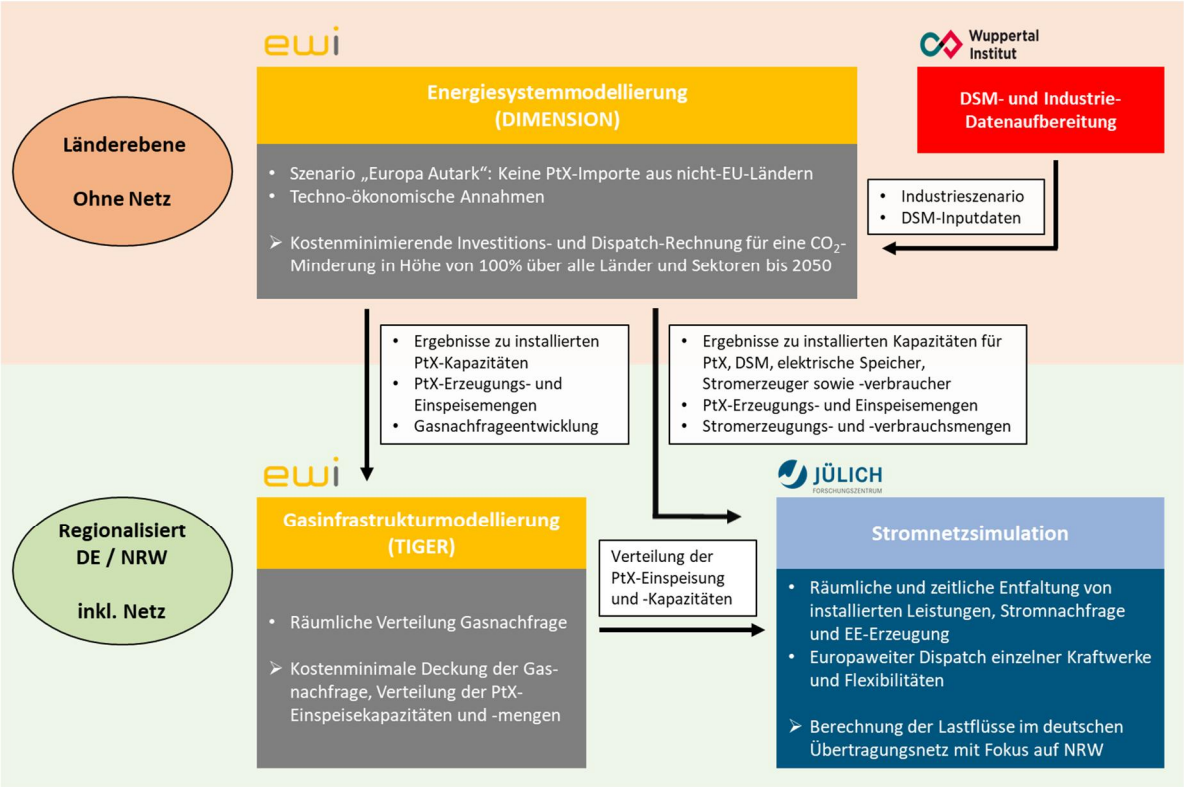


Abbildung A.2: Zusammenspiel der Institute im Band I Teil A

Durch die Implementierung der sektorenscharfen Module und exogenen Pfade wird die gesamte Energienachfrage in Europa bis 2050 abgebildet. Damit kann das Gasinfrastrukturmodell TIGER,

welches die gesamte im europäischen Gastransportsystem anfallende Gasnachfrage berücksichtigt, mit dem modifizierten DIMENSION-Modell gekoppelt werden.

Unter anderem wird im Teil A untersucht, welche Auswirkungen die resultierende Gasnachfrage sowie die Einspeisung von PtX-CH_4 auf das Erdgasnetz und die Erdgaspreise hat. Um eine konsistente Analyse durchzuführen, wird eine sequenzielle Simulation des Strommarktmodells DIMENSION und des Gasinfrastrukturmodells TIGER durchgeführt:

- Die Optimierung von PtX-Anlagenkapazitäten, -Erzeugungsmengen und Bezug von konventionellem Erdgas aus Sicht des gesamteuropäischen Energiesystems (DIMENSION),
- Die Übernahme optimierter PtX-Anlagenkapazitäten und -Erzeugungsmengen in die Gasinfrastruktursimulation,
- Die optimale Allokation von PtX-Anlagenkapazitäten und -Erzeugung aus Sicht des Gasmarktes und der Gasinfrastruktur.

Das WI führt eine detaillierte Untersuchung zur Entwicklung des Industriesektors im Zuge der Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems durch. Besonders DSM-Prozesse werden detailliert analysiert und die daraus entstehenden DSM-Potenziale sowie -Kosten quantifiziert. Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt liegt auf der Entwicklung des industriellen Energieverbrauchs. Die gewonnenen Erkenntnisse werden an das EWI übermittelt und fließen in die Energiesystemmodellierung mit ein.

Aufbauend auf die Energiesystem- und Gasinfrastrukturmodellierung des EWI führt das IEK-10 eine Stromnetzsimulation durch, um die Auswirkungen von räumlich und zeitlich disaggregierter PtX-Erzeugung, Stromerzeugung und Stromnachfrage zu analysieren. Hierbei wird ein europäisches Strommarkt- und Stromübertragungsnetzmodell eingesetzt, welches das deutsche Übertragungsnetz in hoher Auflösung abbildet. Ziel der modellgestützten Analyse ist die Berechnung von Lastflüssen und die Identifikation von potenziellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz, mit einem besonderen Fokus auf NRW. Für die Parametrisierung des Modells übermittelt das EWI folgende Ergebnisse aus der Energiesystem- und Gasinfrastrukturmodellierung an das IEK-10:

- Installierte PtX-Anlagen-, DSM-, Stromspeicher- und Kraftwerkskapazitäten aus dem Energiesystemmodell DIMENSION,
- Stromerzeugungs- und Verbrauchsmengen aus dem Energiesystemmodell DIMENSION,
- PtX-Erzeugungsmengen aus dem Energiesystemmodell DIMENSION,
- Regionalisierte Verteilung von PtX-Kapazität und Einspeisung (aus Gasnetzperspektive) aus dem Gasinfrastrukturmodell TIGER.

A.3. Erweiterungen der Modellierungsansätze nach Institut

A.3.1 EWI Modell „DIMENSION“

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Um die Konkurrenz zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen besser zu verstehen, wird das EWI-Modell DIMENSION weiterentwickelt. DIMENSION ist ein Investitions- und Dispatch-Optimierungsmodell basierend auf Methoden der linearen Programmierung, welches ursprünglich für den europäischen Strommarkt entwickelt wurde. Im Rahmen dieser Forschung und in Helgeson (2022)[5] [3] wird die im Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] und in Helgeson & Peter (2020) [5] vorgestellte Methodik auf das integrierte europäische Energiesystem ausgeweitet, indem die Anzahl der abgebildeten Endverbrauchssektoren erhöht und die endogenen Verbindungen zwischen Energieangebot und -nachfrage weiterentwickelt werden. Dadurch eignet sich das Modell dazu, eine breite Auswahl an Flexibilitätsoptionen zu bewerten und gleichzeitig einen großen Anteil der Kosten und CO_2-Emissionen zu berücksichtigen, die sowohl bei der Bereitstellung als auch beim Verbrauch von Energie in Europa entstehen. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der kumulierten, sektorenübergreifenden und diskontierten Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen sowie technischer Einschränkungen, wie z. B. Minderungsziele der CO_2-Emissionen[6] oder Energiebilanzbeschränkungen. So ist das Modell in der Lage, einen kosteneffizienten Weg zur langfristigen Dekarbonisierung des zukünftigen europäischen Energiesystems zu bestimmen.

Das DIMENSION-Modell wird, wie in Abbildung A.3 dargestellt, in zwei Stufen berechnet. Im ersten Schritt wird eine Kostenoptimierung der Investitionen durchgeführt, um die langfristigen Kapazitäten von Erzeugungs-, Speicherungs- und Verbrauchstechnologien[7] zu bestimmen. Aufgrund begrenzter Rechenkapazitäten wird die Modellgröße reduziert, damit das Modell in einem angemessenen Zeitrahmen und mit den gegebenen technischen Ressourcen gelöst werden kann. Dies geschieht durch die Beschränkung der zeitlichen Auflösung in der Investitionsoptimierung von 8760 Stunden auf eine definierte Anzahl von Zeitscheiben pro Jahr (siehe z. B. [6]). Dafür werden sogenannte „Typtage“ definiert, um ein Muster, z. B. in den Wetter- oder Nachfragebedingungen, zu identifizieren, so dass 365 verschiedene Tage in einer reduzierten Anzahl an wiederkehrenden Tagestypen abgebildet werden können. Dadurch kann das Modell sowohl die Investitions- als auch in reduzierter Auflösung

[5] Die Methodik wurde erstmalig in Helgeson (2022) [3] entwickelt und veröffentlicht. Die Veröffentlichung ist im Rahmen des Kompetenzzentrums entstanden.

[6] In seiner jetzigen Form berücksichtigt das Modell nur CO_2-Emissionen und lässt andere externe Effekte, wie Luftverschmutzung und daraus resultierende Gesundheitsschäden, unberücksichtigt.

[7] Strom-, Wärme- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Erzeuger, elektrische und thermische Speicher, Steuerungstechnologien, PtX-Systeme und Fahrzeugtechnologien.

die Einsatz-Entscheidungen gleichzeitig für hunderte von Technologien und über viele Länder und Jahre hinweg optimieren.

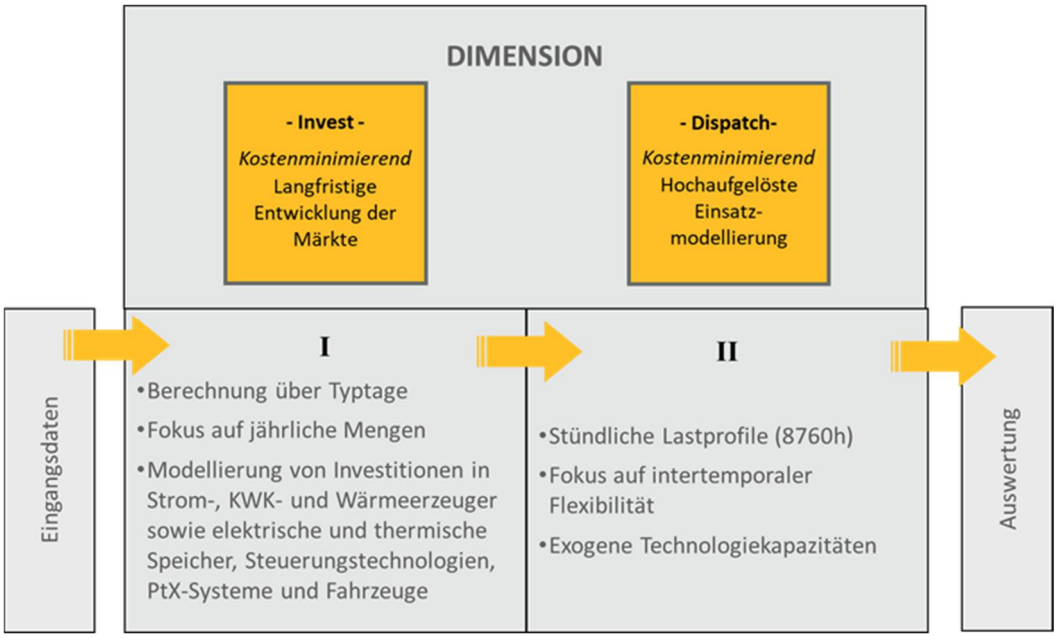


Abbildung A.3: Optimierungsansatz des DIMENSION-Modells

Im zweiten Schritt erfolgt eine Optimierung der Einsatzentscheidungen der Technologien, in die zuvor vom Modell investiert wurden. Die „Dispatch"-Optimierung erfolgt in stündlicher Auflösung für den Zeitraum eines Jahres, d. h. es werden alle 8760 Stunden eines Jahres optimiert. Dadurch werden die stündlichen Dynamiken der Technologiekapazitäten aus der Investitionsoptimierung analysiert. Im Rahmen dieser Forschung werden die Einsatzentscheidungen für einzelne Jahre optimiert. Die Optimierung des Einsatzes in einer zeitlichen Auflösung von 8760 Stunden ermöglicht robustere Schlussfolgerungen in Bezug auf wirtschaftliche Indikatoren, wie z. B. implizite Energiepreise. Darüber hinaus kann durch die höhere Variabilität der Angebots- und Nachfragestrukturen der Wert von Flexibilitätsoptionen präziser bestimmt werden.

Der räumliche Geltungsbereich in DIMENSION umfasst 28 Länder, darunter 25 Länder der Europäischen Union (ohne Malta und Zypern) sowie Norwegen, Großbritannien und die Schweiz. Der Untersuchungszeitraum beginnt im Jahr 2019 und erstreckt sich in 5-Jahres-Schritten von 2025 bis 2050.

Struktur des erweiterten DIMENSION-Modells

Das weiterentwickelte Modell kann als eine Kombination von miteinander verbundenen Modulen verstanden werden. Jedes Modul bildet endogene Investitionen in Technologien ab, um die Deckung der Endenergienachfrage zu gewährleisten. Im Rahmen dieser Analyse werden vier Module betrachtet: das Strommarktmodul, das PtX-Modul, das Straßenverkehrsmodul und das Wärmemodul. Die Module sind in Abbildung A.4 durch gelbe, blaue, rote und lilafarbene Kästen dargestellt. Die ersten

drei Module wurden in Helgeson & Peter (2020) [5] sowie im Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] entwickelt; daher wird für eine ausführliche Beschreibung auf den Originalbericht verwiesen. Das Wärmemodul stellt eine Erweiterung des Modells im Rahmen der vorliegenden Untersuchung dar und wird im Folgenden im Detail vorgestellt.

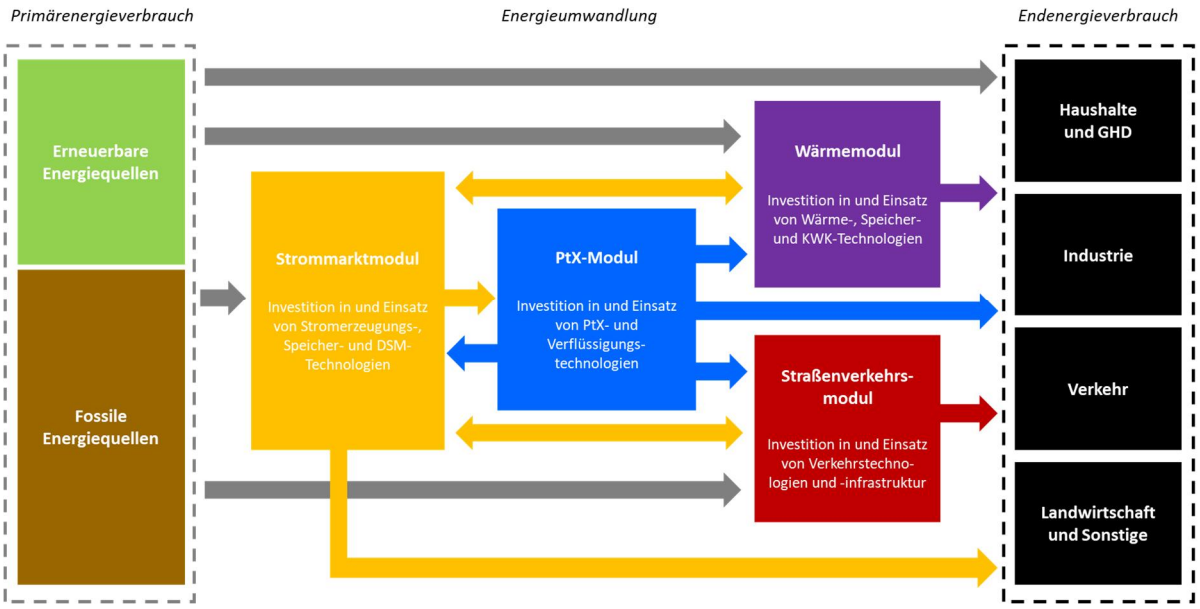


Abbildung A.4: Überblick des erweiterten DIMENSION-Modells vgl. Helgeson (2022) [3]

Das integrierte Energiesystemmodell optimiert gleichzeitig die PtX-, Wärme-, Straßenverkehrs- und Strommarktmodule, um die kosteneffiziente Investitions- und Einsatzstrategie zur Deckung des Energiebedarfs jedes Landes in den betrachteten Jahren zu bestimmen. Die Energienachfrage kann zwischen einer *endogenen* und einer *exogenen* Komponente unterschieden werden.

Die *endogene* Energienachfrage wird durch die Investitions- und Dispatch-Entscheidungen innerhalb der Module bestimmt. Jedes Modul ist mit einem umfangreichen Technologiekatalog ausgestattet: Das Strommarktmodul umfasst Stromerzeugungstechnologien sowie Stromsteuerungssysteme und -speicher, das PtX-Modul beinhaltet PtX- und Verflüssigungstechnologien, das Straßenverkehrsmodul berücksichtigt Fahrzeug- und Infrastrukturtechnologien und das Wärmemodul bildet Wärmeerzeugungstechnologien und thermische Speicher ab. Je nach Investitionsentscheidung des Modells erzeugen die Technologien innerhalb der Module einen Bedarf nach fossilen Brennstoffen, Biokraftstoffen oder erneuerbaren Ressourcen (braune sowie grüne Kästen und graue Pfeile in Abbildung A.4) oder nach Energieträgern wie Strom oder PtX-Kraftstoffen (gelbe bzw. blaue Pfeile).

Jedes Modul kann zudem einer *exogenen* Endenergienachfrage unterliegen, die durch die schwarzen Kästen in Abbildung A.4 dargestellt wird. Für diese Analyse wird der Endenergieverbrauch für jedes Land in vier Endverbrauchssektoren unterteilt: HH und GHD, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft. Für jeden Endverbrauchssektor wird die Nachfrage nach primären und sekundären Energieträgern für

jedes Land und jedes Modelljahr definiert.[8] Darüber hinaus wird nicht nur die Höhe des Jahresverbrauchs angenommen, sondern jeder Energieträger unterliegt je nach sektorenspezifischer Anwendung auch individuellen stündlichen Nachfragestrukturen. Das Modell verknüpft die wichtigsten Verbindungen zwischen exogenen Nachfragepfaden für bestimmte Energieträger und den entsprechenden endogenen Modulen.

Innerhalb des Straßenverkehrsmoduls stellt die exogene Nachfrage nach Fahrzeugkilometern im Verkehrssektor die Gesamtheit der Nachfrage dar. Dies bedeutet, wie durch den roten Pfeil in Abbildung A.4 angedeutet, dass dieses Modul in ausreichende Fahrzeugtechnologien investieren muss, um im Verkehrssektor eine vorgegebene Nachfrage nach Fahrkilometern zu decken.

Analog zum Straßenverkehrsmodul wird im Wärmemodul die jährliche exogene Nachfrage vorgegeben. Das Wärmemodul wird so optimiert, dass die jährliche exogene Nachfrage über alle Endverbrauchssektoren summiert und somit mit dem jährlichen Angebot ausgeglichen wird (siehe Abschnitt mit der detaillierten Beschreibung zur Entwicklung des Wärmemoduls unten). Durch die Einbeziehung von Wärmespeichern in das Modell wird zusätzliche Flexibilität bereitgestellt, was dazu führen kann, dass die Wärmeerzeugung die exogen vorgegebene Nachfrage innerhalb einer Zeitscheibe übersteigt. Das PtX-Modul hingegen muss nur einen endogenen Bedarf decken, welcher entweder innerhalb der Module oder durch einen endogenen Brennstoffwechsel in den Endverbrauchssektoren entstehen kann. Die zweite Option wird weiter unten in dem Abschnitt zum PtX-Modul ausführlicher erläutert.

Für das Strommarktmodul stellt die exogene Nachfrage nach Strom die Mindestnachfrage dar, die durch die endogenen Investitions- und Dispatch-Entscheidungen gedeckt werden muss. Sie entspricht der Summe der Stromnachfrage für bestimmte Anwendungen in jedem der Endverbrauchssektoren. Dazu gehören:

- Beleuchtung, Geräte sowie Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im HH- und GHD-Sektor
- Beleuchtung, IKT, mechanische Prozesse und Prozesswärme im Industriesektor
- Beleuchtung, IKT, Belüftung und mechanische Prozesse im Landwirtschaftssektor
- Betrieb von Zügen, Bussen und Zweirädern im Verkehrssektor

Um die Stromnachfrage zu decken, muss das Strommarktmodul in ausreichende Stromerzeugungskapazitäten investieren, um einen möglichen zusätzlichen Strombedarf zu bedienen, der sich aus endogenen Investitionen in anderen Modulen (d. h. Straßenverkehr, Wärme oder PtX) oder innerhalb des eigenen Moduls (z. B. durch Stromspeicher) ergeben könnte. Wie die bidirektionalen gelben Pfeile in Abbildung A.4 verdeutlichen, können jedoch auch die anderen Module

[8] Die exogenen Nachfragepfade erfordern eine Vielzahl von Annahmen, u. a. bezüglich der zukünftigen technologischen und sozialen Entwicklungen innerhalb jedes Endverbrauchssektors. Die angenommenen Werte werden im Rahmen der Szenariodefinition festgelegt und in Kapitel A.4.2 erläutert.

Strom für das Strommarktmodul bereitstellen, indem sie (i) Strom von einem Elektrofahrzeug („Vehicle-to-Grid“, V2G) oder von einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) beziehen oder (ii) die kurzfristige Nachfrage von einem Zeitpunkt zu einem anderen verschieben. Die zweite Option kann durch die Kombination einer stromverbrauchenden Technologie mit einem Speicher erfolgen, um eine größere Lastflexibilität zu ermöglichen. Beispiele dafür sind Wärmepumpen zusammen mit thermischen Speichern oder Elektrolyseure zusammen mit Wasserstoffspeichern. Eine weitere Option, die im Strommarktmodul berücksichtigt wird, ist das DSM. Dabei können Investitionen, z. B. in intelligente Zähler (Smart Meter) oder andere Steuerungssysteme, ermöglichen, dass bestimmte Industrieprozesse oder Haushaltsgeräte je nach Zustand des Strommarktes so betrieben werden, dass sie negative Flexibilität (Lasterhöhung) oder positive Flexibilität (Lastreduktion) bereitstellen können.

Das Hauptziel dieser Forschung besteht darin, den Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen zu verstehen. Daher ist es besonders wichtig, dass alle Stromverbraucher, -erzeuger und -speicher mit dem Strommarktmodul verbunden sind. Die Berücksichtigung dieser komplexen Interdependenzen zwischen Stromangebot und -nachfrage sowie zwischen den Modulen ist ein wichtiger Beitrag dieser Forschung. Dadurch wird es möglich, alle Stromverbraucher und -anbieter zu berücksichtigen, die innerhalb eines Landes und zum gleichen Zeitpunkt betrieben werden.

Abbildung von DSM-Optionen im Strommarktmodul

Um die erschließbaren Potenziale zu ermitteln, wird die techno-ökonomische Abbildung von DSM in der sektorenübergreifenden Modelllandschaft des EWI-Modells DIMENSION weiterentwickelt. Im Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] wurde die zukünftige Entwicklung des industriellen DSMs anhand einer exogen prognostizierten DSM-Erschließung modelliert. Im Rahmen dieser Forschung soll das wirtschaftliche DSM-Potenzial nun durch eine Optimierung des Gesamtsystems endogen bestimmt werden. Dafür wird das Strommarktmodul um die Möglichkeit des DSMs erweitert, wodurch intertemporale Verschiebungen eines Teils der exogen definierten Stromnachfrage ermöglicht werden. Analog zu Stromspeichern können DSM-Prozesse einerseits zusätzlichen Energieverbrauch verursachen, wenn ein bestimmter Prozess hochgefahren wird, andererseits kann aber auch zusätzliche elektrische „Erzeugung“ bereitgestellt werden, wenn die Produktion heruntergefahren wird.[9] Damit stellt DSM eine weitere Flexibilitätsoption dar, die mit anderen Technologien um Stromnachfrageverschiebung konkurrieren kann.

Im Modell wird DSM als zusätzliche Investitions- und Dispatch-Option im Strommarktmodul behandelt. Dafür wurden Daten zu Investitions- und fixen Betriebskosten, sowie die variablen Kosten für DSM in Industrie, HH und GHD vom EWI und WI recherchiert und in DIMENSION implementiert (siehe Kapitel A.4.2). Ergebnis der Recherche war, dass sich die Kostenstruktur für DSM im HH- und GHD-Bereich stark von der Kostenstruktur für DSM im industriellen Bereich unterscheidet: Während sich die Kosten für industrielles DSM je nach technischem Verfahren und Branche (z. B Hall-Héroult-Verfahren bei der

[9] Im DIMENSION-Modell wird nur die Verschiebung von Last innerhalb eines bestimmten Zeitraums und nicht der Abwurf der Last berücksichtigt.

Aluminiumherstellung) unterscheiden, hängen die Kosten für DSM im HH- und GHD-Bereich von den Investitionen in intelligente Messsysteme ab. Intelligente Zähler (Smart Meter) sind erforderlich, um die notwendigen Informationen an die DSM-fähigen Geräte (z. B. Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler) weiterzugeben. Die Kosten für intelligente Zähler richten sich nach dem jährlichen Stromverbrauch der Endkonsumenten (siehe Tabelle A.8 im Anhang).

Aus diesem Grund werden im Modell sogenannte „Typhaushalte“ (Typ-HH) und „Typ-GHD“ definiert, um die spezifischen Kosten für intelligente Zähler herzuleiten. Für die Typhaushalte wurden die folgenden Kriterien erfasst:

- Gebäudemerkmale, z. B. Art der Warmwasserbereitung (elektrisch vs. nicht-elektrisch), Art des Gebäudes (Ein-/ Zweifamilienhaus vs. Mehrfamilienhaus), Anzahl der Wohneinheiten
- Variierende Ausstattungsgrade der DSM-fähigen Geräte
- Individuelle Lastprofile des Stromverbrauchs DSM-fähiger Geräte
- Weitere exogene Faktoren (Jahreszeiten, Region, Wochen-/Werktag, etc.)
- Infrastrukturkosten für Smart-Meter-Systeme (in Form von fixen Betriebskosten)

Für Deutschland werden aus Komplexitätsgründen sechs Typhaushalte und zwei Typ-GHD im Strommarktmodul definiert.[10] Die Anzahl jedes Typhaushalts und jedes Typ-GHD wird dazu verwendet die DSM-Prozesse auf Länderebene abzubilden. Die Annahmen für eine Auswahl der oben genannten Kriterien werden in Tabelle A.7 -Tabelle A.8 des Anhangs zusammengefasst.

Abhängig von der Ausstattung DSM-fähiger Geräte kann jeder Typhaushalt bzw. Typ-GHD eine bestimmte Menge an Systemflexibilität durch eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs bereitstellen. Haushalte können z. B. ihren Stromverbrauch für „Weiße Ware“ (Kühlschrank, Waschmaschine, Spülmaschine und Trockner) innerhalb von 24 Stunden verschieben (siehe Tabelle A.9 im Anhang). GHD-Konsumenten bieten Flexibilität an, indem sie ihre Prozesskühlung ebenfalls innerhalb von 24 Stunden verschieben. Das Modell DIMENSION soll bei der Minimierung der Gesamtsystemkosten bestimmen, wie viel von den jeweiligen Typhaushalten bzw. Typ-GHD in Smart-Meter investieren und wie deren Lastprofil gegenüber dem Strommarkt optimiert werden kann. Folglich ist das erschließbare DSM-Potenzial die Summe der Kapazität DSM-fähiger Geräte über alle aggregierten Typhaushalte und Typ-GHD, welche Smart-Meter installieren und dadurch DSM ermöglichen. Dieses Potenzial wird durch ein exogen definiertes Maximum begrenzt, welches sich nach der höchsten erreichbaren flexiblen Kapazität richtet. Für Haushalte und GHD ist diese Obergrenze gleichzusetzen mit der gesamten Kapazität DSM-fähiger Geräte, wenn die alle Typhaushalte und Typ-GHD einen intelligenten Zähler installieren würden (siehe Tabelle A.10 im Anhang).

Für die Industrie werden in dem Modell vier verschiedene Prozesse als DSM-fähig definiert und entsprechend untersucht:

- Hall-Héroult-Verfahren bei der Aluminiumherstellung

[10] Für die restlichen Länder wird jeweils ein Typhaushalt und ein Typ-GHD berücksichtigt.

- Klinkerproduktion bei der Zementherstellung
- Membranverfahren zur Chlorherstellung
- Zellstofferzeugung bei der Papierherstellung

Für jeden Prozess wird ein jährliches maximales DSM-Potenzial berechnet, das auf dem maximalen Stromverbrauch des jeweiligen Prozesses basiert. Um dieses Potenzial zu nutzen, muss das Modell endogen in DSM-Kapazität (d. h. Steuerungssysteme) investieren, die je nach Branche und Produktionsprozess unterschiedliche Kosten verursachen (siehe Tabelle A.5 im Anhang). Durch die Installation von DSM-Kapazitäten kann die Stromnachfrage in einer bestimmten Zeitspanne innerhalb der technischen Grenzen des Hoch- oder Herunterfahrens der Prozesslast erhöht oder verringert werden (siehe Tabelle A.4 im Anhang). Ein sogenannter „Realisierbarkeitsfaktor" berücksichtigt die nicht-technischen Aspekte, die den Einsatz von DSM in einer bestimmten Zeitspanne einschränken können (siehe Tabelle A.5 im Anhang). Dadurch wird das „soziotechnische", oder auch erschließbare, DSM-Potenzial bestimmt ([7]). Das erschließbare DSM-Potenzial des Industriesektors wurde analog zum DSM-Potenzial im Haushalts- und GHD-Sektor abgestimmt. Hierbei wurden Anzahl und Einsatz DSM-fähiger Industrieprozesse optimiert und nach Industriebranchen (z. B. Aluminium, Papier) ausgewertet. Die maximale Obergrenze einsetzbaren DSM im Industriesektor errechnet sich aus dem prozessspezifischen Strombedarf skaliert mit der Gesamtzahl der entsprechenden Industriekunden in jedem Land (siehe Tabelle A.6 im Anhang).

Die detaillierte Abbildung von DSM im EWI-Modell DIMENSION verbessert die Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen und ermöglicht die Untersuchung der Konkurrenzsituation zwischen DSM, PtH, PtX, Speicher und Elektromobilität im Gesamtsystem. Infolgedessen kann das Strommarktmodul von der kurzfristigen Nachfrageflexibilität profitieren, was sich wiederum auf die Rentabilität von Investitionen in andere Flexibilitätsoptionen auswirken kann.

Entwicklung des Wärmemoduls

Die Abbildung des europäischen Wärmemarktes ist eine wesentliche Ergänzung des Modells und ein zentraler Beitrag der vorliegenden Arbeit (siehe hierzu auch Helgeson (2022) [3]). Die Wärmeerzeugung ist für einen großen Teil der CO_2-Emissionen in Europa verantwortlich. Darüber hinaus hat der sektorenübergreifende Charakter von z. B. PtH- und KWK-Technologien zur Folge, dass Veränderungen in der Wärmeversorgungsstruktur erhebliche Auswirkungen auf den Strommarkt haben. Insbesondere PtH-Optionen wie Wärmepumpen, elektrische Heizkessel oder Heizstäbe in Verbindung mit thermischen Speichern könnten künftig sowohl positive als auch negative Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen, indem sie Strom in Zeiten hoher EE-Erzeugung/geringer Nachfrage verbrauchen und die Nachfrage in Zeiten niedriger EE-Erzeugung/hoher Nachfrage reduzieren. Darüber hinaus könnte der Wärmemarkt eine vielversprechende Gelegenheit für den Einsatz von grünem Wasserstoff und anderen PtX-Energieträgern darstellen, um konventionelles Erdgas oder Heizöl zu ersetzen und so die absolute Menge an CO_2-Emissionen zu senken.

Allerdings kann die Verwendung von CO_2-neutralen Energieträgern für die Wärmeerzeugung eine zusätzliche Herausforderung für den Stromsektor darstellen, da zusätzlicher Strombedarf zur Versorgung der PtH- und/oder PtX-Systeme entsteht. Durch die Einbeziehung des Wärmemarktes in die Investitions- und Dispatch-Entscheidungen des Modells können daher sowohl der kostenminimierende Dekarbonisierungspfad für die Wärmeerzeugung als auch die Rückkopplungseffekte für das gesamte Energiesystem berücksichtigt werden.[11]

Analog zu den vorgestellten Strommarkt-, PtX- und Straßenverkehrsmodulen wird ein neues Modul entwickelt, um die Investition in und den Betrieb von Wärmeerzeugern und -speichern zu simulieren (siehe [3]). Das Wärmemodul umfasst fast 40 verschiedene Technologien, die nach vier „Wärmenutzungstypen" unterschieden werden: Fernwärme, individuelle Heizung[12], Kühlung und Kochen. Eine Übersicht über die berücksichtigten Heiztechnologien sowie die entsprechenden Wärmenutzungstypen ist in Abbildung A.5 dargestellt.

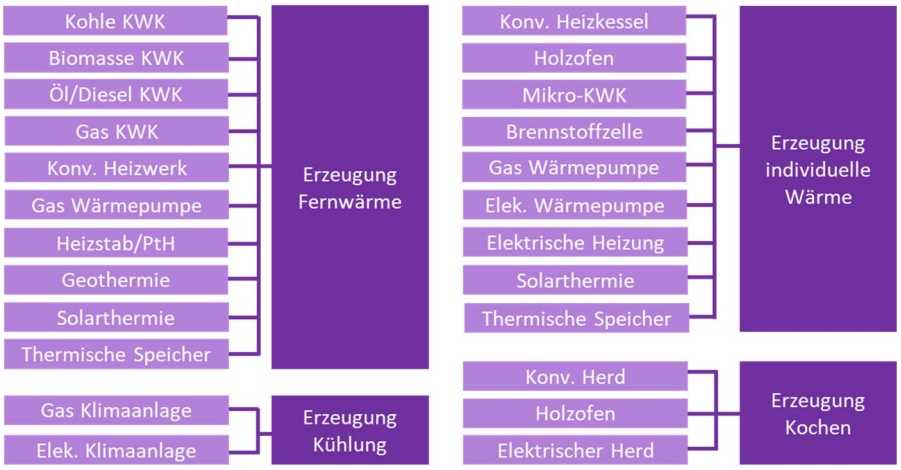


Abbildung A.5: Überblick der betrachteten Technologien im Wärmemodul

Zu den Flexibilitätsoptionen zählen alle PtH-Anlagen (inklusive Heizstäbe im Fernwärmenetz, elektrische Wärmepumpen[13], elektrische Heizkörper, elektrische Klimaanlagen und elektrische Öfen) sowie thermische Speicher, die das Flexibilitätspotenzial von PtH durch die zeitliche Entkopplung von

[11] Die Einbeziehung des Wärmemarktes in ein großes lineares Modell ist mit einigen Vorbehalten verbunden. So wird der Einsatz von Fernwärmetechnologien häufig auf der Basis regionaler Merkmale bestimmt, z. B. der vorhandenen Verteilungsinfrastruktur und der umliegenden industriellen Nachfrage. Da in dem Modell keine Fernwärmenetze enthalten sind, können solche Aspekte in dieser Analyse nicht berücksichtigt werden. Außerdem müssen dezentrale Heiztechnologien technisch als aggregierte, zentrale Systeme modelliert werden, da der Wärmebedarf durch einen einzigen länderspezifischen Knoten dargestellt wird. Dennoch bleiben in diesem Fall die technisch-ökonomischen Annahmen mit kleineren dezentralen Systemen konsistent (siehe [3]).

[12] Mit individueller Heizung ist hier eine dezentrale Heizung gemeint, d. h., Raum- und Warmwasserwärme, die nicht durch zentrale Fernwärme gedeckt wird.

[13] In dieser Analyse wird diese Technologie als Luftwärmepumpe betrachtet.

Wärmeerzeugung und -nachfrage verbessern können. Außerdem stehen stromgeführte KWK am Fernwärmenetz sowie Mikro-KWK und Brennstoffzellen als Strom- und Wärmeerzeuger zur Verfügung.

Die Gleichgewichtsbedingung innerhalb des Wärmemoduls wird für jeden Wärmenutzungstyp separat definiert, so dass für jedes Land und jedes Modelljahr das Gesamtangebot innerhalb eines Wärmenutzungstyps gleich der Gesamtnachfrage innerhalb eines Wärmenutzungstyps (summiert über alle Endverbrauchssektoren) ist. So müssen beispielsweise das Angebot an Fernwärmetechnologien und die Nachfrage nach Fernwärme in allen Endverbrauchssektoren in Deutschland im Jahr 2030 übereinstimmen.[14] Die Nachfrage für jeden Wärmenutzungstyp umfasst den folgenden Verbrauch innerhalb der Endverbrauchssektoren:

- Fernwärme: Raum- und Warmwasserwärme für den HH- und GHD-Sektor, Dampf für Prozesswärme im Industriesektor
- Individuelle Heizung: Raum- und Warmwasserwärme für HH- und GHD-, Industrie- und Landwirtschaftssektor
- Kühlung: Klimaanlagen für den HH- und GHD-Sektor
- Kochen: Öfen im HH- und GHD-Sektor

Analog zu den Modulen für den Strommarkt und den Straßenverkehr versorgt das Modell die Heiztechnologien, indem es (i) konventionelle oder biogene Brennstoffe auf dem Weltmarkt zu einem exogenen Preis kauft und/oder (ii) Strom oder PtX-Brennstoffe aus dem jeweiligen Modul bezieht und zu einem endogenen (impliziten) Preis einkauft. Wie bei allen Energieverbrauchern im Modell ist die Unterscheidung zwischen substituierbaren Energieträgern für die Endverbrauchs-Technologie irrelevant, z. B. kann ein Gaskessel mit konventionellem Gas (Erdgas), biogenem Gas oder mit PtX-CH_4 betrieben werden, ohne dass sich die Leistung ändert.

Zusätzlich zu der wirtschaftlichen Parametrisierung der einzelnen Technologien wurden für einige der Systeme die technischen Eigenschaften detailliert untersucht. Zum Beispiel sind die Wirkungsgrade der meisten Wärmetechnologien über alle Zeitscheiben hinweg konstant. Eine Ausnahme bilden die Wärmepumpen, deren so genannte „Coefficient of Performance“ (COP) stark von mehreren Faktoren wie der Außentemperatur und der gewünschten Innentemperatur abhängt. In diesem Fall wird die technische Effizienz in einer stündlichen Auflösung entsprechend den Temperaturprofilen von 57 Regionen in ganz Europa unter Verwendung der in Frings & Helgeson (2022) [8] dargestellten COP-Gleichung definiert. Auch für Solarthermie werden die Wärmeerzeugungspotenziale anhand der Solarstrahlung der jeweiligen Regionen bestimmt (siehe [8]). Insbesondere bei flexiblen KWK-Anlagen müssen zusätzliche Annahmen getroffen werden, da die Menge der Wärme- und Stromproduktion innerhalb definierter technischer Grenzen angepasst werden kann. In diesem Fall wird der thermische bzw. elektrische Wirkungsgrad endogen modelliert, der durch Faktoren wie die Stromkennzahl sowie die Stromverlustkennziffer begrenzt wird.

[14] Die quantitativen Annahmen zur Entwicklung der Wärmenachfrage nach Wärmenutzungstyp befinden sich in Kapitel A.4.2.

Berücksichtigung des exogenen Energieverbrauchs

Eine große Herausforderung dieser Forschung besteht darin, einen möglichst großen Teil des europäischen Energieverbrauchs und der daraus resultierenden CO_2-Emissionen zu erfassen. Daher muss jeder Endverbrauchssektor im Detail untersucht werden, um die Struktur der Energienachfrage zu verstehen. Im Vordergrund steht hierbei die Frage welche Energieträger benötigt werden, um welche Art von Nachfrage zu decken. Die oben eingeführten Module enthalten den exogenen Strom-, Straßenverkehr- und Wärmebedarf der jeweiligen Endanwendungen. Es gibt jedoch einen weiteren Anteil energiebezogenen Brennstoffbedarfs, der berücksichtigt werden muss, um das gesamte Energiesystem zu betrachten.

Daher wurde das Modell erweitert, um den zusätzlichen Energiebedarf einzubeziehen, welcher in vorherigen Studien, z. B. Hauptprojekt des Virtuellen Institut „Strom zu Gas und Wärme“ sowie Helgeson & Peter (2020) [5], nicht berücksichtigt wurde. Dieser umfasst:

- Endverbrauch von Biomasse, Kohle, Gas, Wasserstoff und Braunkohle im Industriesektor,
- Endverbrauch von Öl, Biofeststoffen und Kohle im Landwirtschaftssektor,
- Endverbrauch von Diesel, Benzin, Wasserstoff, Kerosin und LNG im Verkehrssektor (für Züge, Schiffe, Flugzeuge, Busse und Zweiräder).

Die jährlichen Kraftstoffbedarfe für jedes Land und jedes Modelljahr werden an das Modell übergegeben und gegebenenfalls auf die Zeitscheiben verteilt. Dieser exogene Energiebedarf kann durch die Modellerweiterung analog zu den Modulen sowohl durch konventionelle Energieträger als auch durch Biokraftstoffe gedeckt werden, die auf dem globalen Markt zu einem exogenen Preis gekauft werden. In diesem Fall werden keine Investitionen in eine Umwandlungstechnologie getätigt, sondern nur die variablen Kosten des Energieverbrauchs zusammen mit den entsprechenden CO_2-Emissionsfaktoren berücksichtigt. Entscheidet sich das Modell jedoch dafür, z. B. einen konventionellen Brennstoff durch eine PtX-Alternative zu ersetzen, wird innerhalb des PtX-Moduls eine endogene Investitions- und Dispatch-Entscheidung getroffen, um den PtX-Energieträger bereitzustellen. Die für die Erzeugung des PtX-Energieträgers benötigte Elektrizität wiederum wird vom Strommarktmodul als zusätzliche endogene Stromnachfrage betrachtet und wird so das Marktgleichgewicht verschieben.

Mit dieser Erweiterung ist es möglich, den Wert der zusätzlichen Flexibilität von Dekarbonisierungsoptionen bestimmter Endverbrauchssektoren zu berücksichtigen, deren Investitionen mit einem kostenminimierenden Investitionsmodell schwer vorherzusagen sind. Darüber hinaus ermöglicht die Einbeziehung exogener Nachfragepfade für die Energieträger die Einbeziehung eines größeren Anteils der energiebezogenen Emissionen in das Modell. Durch die Berücksichtigung des Kerosinverbrauchs von Flugzeugen kann das Modell beispielsweise endogen entscheiden, welcher kostenminimale Mix aus Bio- und PtX-Alternativen den fossilen Brennstoff ersetzen soll.

Weitere Ergänzungen der PtX- und Straßenverkehrsmodule

Die PtX- und Straßenverkehrsmodule wurden sowohl im Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] als auch in Helgeson & Peter (2020) [5] entwickelt. Im Rahmen dieser Forschung wurden die Module erweitert, um eine größere Anzahl und eine größere Variabilität von Flexibilitätsoptionen einzubeziehen. Darüber hinaus wurden auch die technisch-ökonomischen Annahmen aktualisiert, wie in Kapitel A.4.2 sowie in Tabelle A.11 bis Tabelle A.14 des Anhangs dargestellt.

Insbesondere die Technologieoptionen im PtX-Modul wurden weiter aufgeschlüsselt, um zusätzliche Elektrolyseur- und Methanisierungstechnologien zu berücksichtigen. So ist das PtX-Modul in der Lage, die Investitionen in und den Einsatz von Alkali-, PEM- und SOEC-Elektrolyseuren zu optimieren, die jeweils mit einer biologischen Methanisierungs-, katalytischen Methanisierungs- oder einer Fischer-Tropsch-Anlage kombiniert werden können.

Die Erweiterung des Straßenverkehrsmoduls sowie die Abbildung des Verkehrssektors in DIMENSION ist eines der Ziele der EWI-Arbeiten in Band III des Kompetenzzentrums [9]. Insbesondere zwei wesentliche Verbesserungen wurden in das Modell aufgenommen: erstens die Einführung von Nutzungsprofilen für Fahrzeuge und zweitens die Möglichkeit des bidirektionalen, endogenen Ladens von Elektrofahrzeugen. Mit der ersten Erweiterung kann das stündliche Fahrverhalten im Modell berücksichtigt werden, insbesondere die Unterschiede zwischen den Fahrzeugsegmenten. Darüber hinaus kann das Modell durch die Berechnung der Anzahl der fahrenden Autos auch das Volumen der verfügbaren Batteriekapazität ermitteln, die von geparkten Elektrofahrzeugen zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung gestellt wird. Dies ergänzt die zweite Erweiterung, die es ermöglicht, dass Elektrofahrzeuge analog zu einem Batteriespeicher agieren. Die Ladung bzw. Entladung der Elektrofahrzeuge geschieht in Abhängigkeit der endogenen Preissignale des Strommarktmoduls. Damit können Elektrofahrzeuge nicht nur mit anderen Stromverbrauchern um niedrige Strompreise konkurrieren, sondern auch in Spitzenlastzeiten zum Angebot beitragen—unter der Bedingung, dass die Fahrnachfrage gedeckt ist.[15]

[15] Siehe Band III [9] für weitere Information zu den Ergänzungen im Straßenverkehrsmodul.

A.3.2 EWI Modell „TIGER“

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

TIGER ist ein Simulationsmodell zur kostenoptimalen Gasbereitstellung in Europa. Mit Hilfe des Modells können Gashandelsflüsse über die europäische Gasinfrastruktur untersucht werden. Dies beinhaltet die Simulation von Pipelineflüssen über Gastransportleitungen, die Nutzung von Gasspeichern und LNG-Terminals, sowie deren Interdependenzen. Die europäische Gasinfrastruktur ist mit hoher Auflösung im Modell abgebildet (>900 Pipelinesegmente, >200 Erdgasspeicher, >30 Flüssiggasterminals). Die Nachfrage nach Erdgas wird im Modell räumlich bis auf NUTS2-Ebene aufgelöst dargestellt (vgl. Abbildung A.6 und Kapitel A.4.3). Als Produzenten sind neben inländischen Produktionskapazitäten und Flüssiggasimporten die wesentlichen Exportländer (u. a. Norwegen, Russland, Länder Nordafrikas) für Pipelinegas nach Europa abgebildet. Das Modell minimiert die Gesamtkosten der Gasversorgung unter den gegebenen Infrastruktur- und Produktionskapazitäten unter monats- oder tagesscharfer Auflösung. Das Modell impliziert damit einen vollständig wettbewerbsfähigen Gasmarkt in Europa.[16]

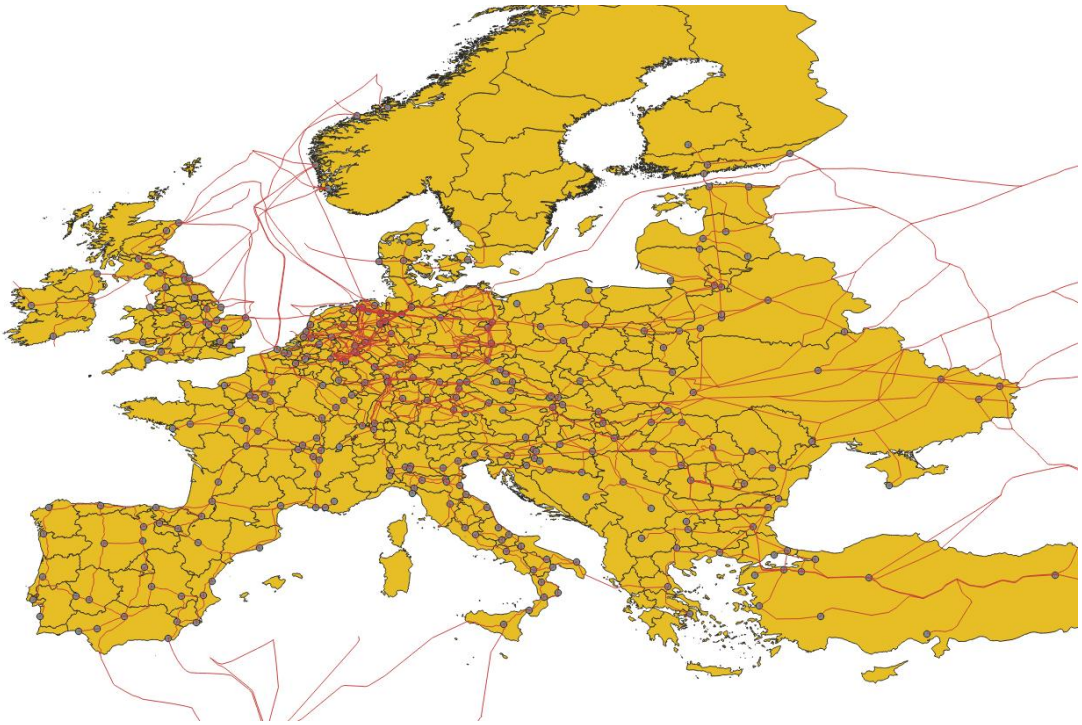


Abbildung A.6: Nachfrageregionen (orange) und Gastransportnetz (rot) im TIGER-Modell

Die Ergebnisse ermöglichen Aussagen zu Infrastrukturauslastungen, Analysen zur Versorgungssicherheit oder relativen Preisentwicklungen. Im Rahmen dieser Forschung wird das

[16] Für detaillierte Modellbeschreibungen und -anwendungen wird auf Lochner (2011) [10] und Lochner (2012) [11] verwiesen.

Modell erweitert, um die Auswirkungen der Einspeisung von PtX-H_2 und PtX-CH_4 ins Gasnetz auf die europäischen Gasmärkte zu untersuchen. Zudem soll durch die Kopplung mit dem DIMENSION-Modell der endogene Zusammenhang zwischen Strom- und Gasmarkt berücksichtigt werden und so die Entwicklung der Gasinfrastrukturnutzung unter hohen Dekarbonisierungszielen analysiert werden.

Einspeisung von synthetischen Gasen und Verteilung von PtX-Kapazitäten

Um Flexibilitätspotenziale von PtX-Technologien nutzbar zu machen, bietet sich eine Einspeisung der produzierten synthetischen Gase (PtX-CH_4/-H_2) in existierende Gasnetze an. Dadurch können kostenintensive Investitionen in die Anpassung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen oder den Leitungsneubau vermieden werden und zugleich die Emissionsintensität der Gasversorgung reduziert wird, da Erdgas teilweise durch synthetische, emissionsfrei hergestellte Gase ersetzt wird. Die Beimischung von synthetischem Methan in Erdgasnetze ist bis zur technischen Kapazitätsgrenze der Pipeline möglich, da synthetisches Methan Erdgasqualität aufweist. Im Gegensatz dazu ist die Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze problematischer, da Wasserstoff die Beschaffenheit des transportierten Gasmixes verändert und technische Systemkomponenten beschädigen kann (z. B. [12]–[15]). Aus diesem Grund gelten in den meisten europäischen Ländern Beimischungsgrenzen für Wasserstoff (0,1 bis 10 vol.-%, siehe [14], [16]).

Zur Abbildung der Beimischung von Wasserstoff und synthetischem Methan ins Erdgasnetz wird für die Modellierung folgender Ansatz verfolgt: Die Beimischung von Wasserstoff wird im Modell nur auf Verteilnetzebene und nur bis zu einem definierten Schwellenwert (in vol.-%) zugelassen. In der Modellierung entspricht daher die Einspeisung von Wasserstoff einer Reduzierung der Nachfrage an den Nachfrageknoten; Verteilnetze werden im Modell nicht explizit abgebildet. Für die Einspeisung von PtX-CH_4 werden weder Netzebene noch Schwellenwerte für die Einspeisung vorgegeben, d. h. synthetisches Methan kann bis zur Kapazitätsgrenze der Pipelines sowie auf Verteil- und Transportnetzebene eingespeist werden. Zur Kopplung des Gasnetzmodells TIGER mit dem Energiesystemmodell DIMENSION werden die installierten PtX-Kapazitäten, die Einspeisemengen, die Gasnachfrage der Sektoren in den verschiedenen europäischen Ländern sowie die zeitlichen Einspeiseprofile von DIMENSION an TIGER übergeben. Im TIGER-Modell wird die räumliche Verteilung der PtX-Kapazitäten und –Einspeisemengen kostenminimierend vorgenommen (modelltechnische Beschreibung der PtX-Einspeisung zu finden in Schlund, Schönfisch (2021) [17].[17]

Die Ergebnisse beinhalten die Überprüfung der Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes hinsichtlich der eingespeisten Gase und den Einfluss der eingespeisten Gase auf die Infrastrukturauslastung und Importmengen von Erdgas in Europa. Darüber hinaus lassen sich Aussagen zum gasnetzseitig optimalen Standort von PtX-Anlagen ableiten.

[17] Das Forschungspapier wurde im Rahmen des Kompetenzzentrums erstellt und veröffentlicht.

A.3.3 Integrierte Strommarkt- und Stromnetzmodellierung

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10)

Der vollständige Inhalt dieses Unterkapitels folgt in dem Bericht-Update im September 2022. Dabei werden zunächst das europäische Strommarktmodell und das deutsche Übertragungsnetzmodell sowie deren Kopplung vorgestellt. Des Weiteren wird beschrieben, wie die Datenschnittstellen der Modelle an das DIMENSION-Modell vom EWI angepasst werden, so dass konsistente Szenarienanalysen für den Strommarkt und das Übertragungsnetz auf Basis der Ergebnisse vom EWI erstellt werden können.

A.4. Annahmen der Systemanalyse

A.4.1 Gemeinsamer Szenariorahmen

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Ziel dieser Forschung ist es, mit Hilfe des Szenariorahmens ein europäisches Energiesystem abzubilden, in dem sich die Möglichkeit für eine vielfältige und erhöhte Durchdringung von PtX-Anlagen in Europa bzw. Deutschland über eine sektorenübergreifende Konkurrenz mit anderen Flexibilitätsoptionen ergibt. Um dies sicherzustellen, muss der Szenariorahmen:

- einen langen Zeithorizont haben,
- ein strenges Dekarbonisierungsziel vorsehen,
- viele Sektoren mit PtX-Anwendungsmöglichkeiten berücksichtigen,
- Entwicklungen der Alternativen zu PtX (z. B. direkte Elektrifizierung) in vielen Sektoren ermöglichen,
- einen angemessenen räumlichen Lösungsraum abbilden,
- die Verfügbarkeit der Infrastruktur zur Aufnahme der PtX-Anlagen untersuchbar machen,
- konsistente Rahmenbedingungen für Strom- und Gasmärkte vorgeben.

Passend zu den oben genannten Charakteristika der Szenariodefinition wird ein Szenario in DIMENSION implementiert, dass diese hohen Ambitionen erfüllt: das sogenannte „Europa Autark"-Szenario. In Übereinstimmung mit den Zielen der Europäischen Kommission[18] unterstellt dieses Szenario eine 55 %- bzw. 100 %-Minderung der CO_2-Emissionen bis 2030 bzw. 2050 (ggü. 1990) über alle Länder und alle Sektoren in Europa. Es wird angenommen, dass die Dekarbonisierung nur durch Energieerzeugung in europäischen Ländern möglich ist. Importe von CO_2-neutralen Brennstoffen aus Ländern außerhalb Europas sind in diesem Szenario nicht zugelassen. Darüber hinaus wird auch die im

[18] Laut dem „European Green Deal" aus dem Jahr 2020 [1] sowie Fußnote 1.

Juni 2020 veröffentlichte Nationale Wasserstoffstrategie [18] für Deutschland berücksichtigt, die mindestens 5 GW Elektrolyseurkapazität im Jahr 2030 und 10 GW im Jahr 2040 sicherstellt.

Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise werden aus dem „World Energy Outlook 2019" [Sustainable Development Scenario] der Internationalen Energieagentur (IEA) [19] übernommen. Die historischen, aktuellen und kurzfristigen Gaspreise (bis 2025) stammen aus dem GasMarketCube von Rystad Energy [20] (Abonnement erforderlich). Außerdem wird angenommen, dass mittel- bis langfristig ein europäischer Markt für biogene Energieträger etabliert wird. Die Marktpreise für biogene Energieträger basieren auf Helgeson & Peter (2020) [5]. Das angenommene europäische Potenzial für biogene Energieträger liegt bei 3490 TWh im Jahr 2050 [21]. Die Kosten für die Abscheidung von CO_2 aus der Luft, „Direct Air Capture" (DAC), für die Verwendung in Methanisierungs- und Fischer-Tropsch-Anlagen kommen aus Helgeson & Peter (2020) [5]. Daten zu den „Well-to-Tank" (WTT-) und „Tank-to-Wheel" (TTW-) Emissionen der Energieträger sind aus Helgeson & Peter (2020) [5] bzw. aus dem „JEC Well-to-Wheel Analysis" der JRC (2020) [22] sowie aus dem BAFA Merkblatt (2019) [23] übernommen worden.

Die Annahmen zu Brennstoff-, Biofuel- und DAC-Preisen sowie CO_2-Faktoren sind in Tabelle A.1 und Tabelle A.2 im Anhang gezeigt.

A.4.2 Annahmen der Energiesystemmodellierung mit dem EWI Modell „DIMENSION"

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Wie es bei großen Energiesystemmodellen oft vorkommt, müssen Annahmen über zukünftige Markt- und Technologiebedingungen getroffen werden. Die zentralen Annahmen, die in der DIMENSION-Analyse verwendet wurden, sind in den folgenden Abschnitten zusammengefasst.

Techno-ökonomische Annahmen zu den Technologien in den Strommarkt-, Wärme-, PtX- und Straßenverkehrsmodulen

Techno-ökonomische Daten zu den Stromerzeugungstechnologien in dem Strommarktmodul werden aus der „The POTEnCIA Central Scenario" Studie vom Joint Research Center der EU-Kommission [24] vom Oktober 2019 sowie aus der dena Leitstudie (2018) [25] übernommen (siehe Tabelle A.3 im Anhang). Informationen zu dem bestehenden Kraftwerkspark in Europa kommen ebenso aus der „POTEnCIA"-Studie [24], deren Annahmen wiederum Eurostat-Daten zugrunde liegen, sowie aus der EWI Kraftwerksdatenbank [26]. Für die erneuerbaren Energien werden Mindestausbaupfade aus dem Global Ambition Scenario des TYNDPs (2020) [27] für alle Modelljahre bis 2050 festgelegt, um zu gewährleisten, dass ein Mindestmaß an Kapazität konsistent mit den aktuellen politischen Zielen realisiert wird. Die Annahmen über die Entwicklung der grenzüberschreitenden

Stromübertragungskapazitäten (NTCs) werden ebenfalls aus dem gleichen Szenario des TYNDPs (2020) [27] übernommen.

Außerdem sind die Annahmen zu den EE-Potenzialen in Europa ein zentraler Faktor für die Realisierung der Klimaziele im Modell. In dem definierten Szenario wird angenommen, dass die maximalen installierten Kapazitäten in Europa bis 2050 bei 1930 GW für PV, 1587 GW für Wind-Onshore und 2789 GW für Wind-Offshore liegen. Davon sind 455 GW PV, 194 GW Wind-Onshore und 50 GW Wind-Offshore in Deutschland möglich. Die Annahmen zu den EE-Potenzialen stammen überwiegend aus Schmidt et al. (2016) [28] und sind anhand der verfügbaren Fläche geschätzt.

Das EWI hat zusammen mit dem WI die Parametrisierung der DSM-Technologien im Strommarktmodul für die Anwendung im Industriesektor durchgeführt. Die Bestandsaufnahme von Infrastrukturen und deren techno-ökonomischen Parametern der energieintensiven Industrien in Deutschland (mit gleichzeitiger separater Betrachtung von NRW) mit dem höchsten DSM Potenzial (Aluminium-, Zement-, Chlor- und Papierproduktion) werden vorgenommen (siehe Kapitel A.3.1). Dazu werden die Aufarbeitung der technischen Grundlagen, Rahmenbedingungen und Kosten von DSM sowie die Analyse der DSM-Ansätze und den damit einhergehenden Hindernissen recherchiert. Die Ergebnisse aus der kollaborativen Datenrecherche zu Industrie-DSM befindet sich in Tabelle A.4 bis Tabelle A.6 des Anhangs.

Für HH- und GHD-DSM wurden die derzeitige Gebäudestruktur sowie die Eigenschaften und das Potenzial von DSM-fähigen „Weißen Waren“ (Kühlschrank, Waschmaschine, Spülmaschine und Trockner) intensiv untersucht. Die jährlichen Fixkosten für intelligente Stromzähler werden ebenfalls auf der Grundlage verschiedener Stufen des jährlichen Stromverbrauchs geschätzt. Die Hintergrundforschung für den Haushaltssektor ist in den Tabelle A.7 und Tabelle A.8 im Anhang dargestellt. Wie in Kapitel A.3.1 erläutert und in Tabelle A.8 zugeordnet, werden die Daten in sechs so genannte Typ-HH (typische Haushalte) geclustert. Die techno-ökonomischen Annahmen zu DSM nach Typ-HH sind in Tabelle A.9 und Tabelle A.10 des Anhangs zusammengefasst.

Technische Daten zu den Wärmetechnologien werden in Helgeson (2022) [3] definiert und basieren auf der „Heat Roadmap Europe 4“ der EU-Kommission [29].[19] Der bestehende Wärmeerzeugungsmix stammt auch aus der „POTEnCIA“-Studie [24], deren Annahmen wiederum Eurostat-Daten zugrunde liegen. Zusätzlich wurde die Berechnung der Erzeugungspotenziale für Solarthermie sowie der COP-Profile für Wärmepumpen anhand von MERRA-Daten [30] aus dem Jahr 2015 für 57 Regionen in Europe geschätzt. Unter Verwendung der von Frings & Helgeson (2022) [8] entwickelten Methoden wird festgestellt, dass der Durchschnitt der stündlichen Leistungszahl für Wärmepumpen, d. h. die Jahresarbeitszahl, in Deutschland etwa 4,2 beträgt.

[19] Für einen detaillierten Überblick über die technisch-wirtschaftlichen Annahmen des Wärmemoduls wird auf Helgeson (2022) [3] verwiesen.

Für die Annahmen für das PtX-Modul werden überwiegend Erkenntnisse aus dem Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] sowie Helgeson & Peter (2020) [5] verwendet. Im PtX-Modul werden zwei neuen Technologien berücksichtigt: SOEC-Elektrolyse und biologische Methanisierung. Die techno-ökonomischen Daten dazu wurden zusammen mit Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) (aus Band II des Kompetenzzentrums [31]) abgestimmt. Die Kostenannahmen sowie Prognosen zu Wirkungsgraden und Lebensdauern werden anhand der folgenden Literatur ergänzt: [5], [19], [32]–[36] (vgl. Helgeson (2022) [3]). Die Investitionskosten, FOM-Kosten, Wirkungsgrade, Lebensdauer und Zins für die betrachteten PtX-Technologien sind in Tabelle A.11 und Tabelle A.12 vorgegeben. Zusätzliche Annahmen zu den Verflüssigungsanlagen und dem länderübergreifenden Transport von PtX-Brennstoffen sind in Tabelle A.13 und Tabelle A.14 und dargestellt.

Analog zu dem PtX-Modul basieren auch die Annahmen des Straßenverkehrsmoduls im Wesentlichen auf den Forschungsarbeiten, die im Rahmen von Helgeson & Peter (2020) [5] sowie dem Hauptprojekt des Virtuellen Instituts „Strom zu Gas und Wärme“ [4] stattgefunden haben. So wurden z. B. Annahmen zu Fahrzeug- und Infrastrukturkosten für diese Analyse nicht verändert. Dennoch wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, um das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen im Modell zu berücksichtigen. Wie in Kapitel A.3.1, bei Helgeson (2022) [3] sowie in Band III des Kompetenzzentrums [9] erläutert, werden Nutzungsprofile für Fahrzeuge in das Modell aufgenommen, um den Anteil der parkenden und fahrenden Fahrzeuge auf der Straße in einer bestimmten Stunde abzuschätzen. Daten der Studie *Mobilität in Deutschland* (2018) [37] wurden dazu verwendet, stündliche Fahrprofile für jedes Fahrzeugsegment zu erstellen. Zusätzliche technische Eigenschaften von Elektrofahrzeugen werden ebenfalls berücksichtigt, z. B. Speicherkapazität, Lade- und Entladegeschwindigkeit sowie die Verfügbarkeit von Ladestationen. Ein detaillierter Überblick der Daten zu Elektrofahrzeugen befindet sich im Band III des Kompetenzzentrums [9]. Die bestehenden Fahrzeugflotten werden für das Basisjahr 2018 anhand von [38]–[40] aktualisiert.

Annahmen zu den Nachfragepfaden und stündlichen Profilen

Ein weiterer Teil des Szenariorahmens ist die Definition von Entwicklungspfaden für die Energienachfrage. Für das Strommarktmodul sowie das Wärme- und Straßenverkehrsmodul sind die exogen vorgegebenen Nachfrageentwicklungen für z. B. Strom (Beleuchtung, Geräte und Informations- und Kommunikationstechnik - IKT), Fernwärme, individuelle (dezentrale) Heizung und gefahrene Kilometer die entscheidenden Parameter für die Gleichgewichtsfunktion. Diese treiben die endogenen Investitionen und die Erzeugung im Modell. Dafür wurden die folgenden Datensätze aus der „POTEnCIA“-Studie[20] übernommen:

[20] „The POTEnCIA Central Scenario“ Studie von der JRC aus Oktober 2019 [24] wird als Basis für die exogenen Nachfragepfade genommen. Das POTEnCIA-Szenario berücksichtigt die bestehenden Klimapolitiken und -maßnahmen, die bis Ende 2017 in Kraft waren. Politische Maßnahmen, die nach diesem Jahr verabschiedet wurden, werden nicht berücksichtigt. Das bedeutet,

- Jährliche Fernwärmenachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Raum- und Wasserwärme; HH und GHD)
- Jährliche Fernwärmenachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Raum- und Wasserwärme sowie Dampf für Prozesswärme; Industrie und Landwirtschaft)
- Jährliche „individuelle“ Wärmenachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Raum- und Wasserwärme nicht von Fernwärme bedient; aggregiert über alle Sektoren)
- Jährliche Kühlnachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Klimaanlagen; HH und GHD)
- Jährliche Kochnachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (HH und GHD)
- Jährliche Stromnachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Beleuchtung, Geräte und IKT; HH und GHD)
- Jährliche Stromnachfrage (TWh) pro Land bis 2050 (Beleuchtung, IKT, mechanische Energie und Prozesswärme; Industrie)
- Restliche jährliche Stromnachfrage (TWh) inkl. Verluste pro Land bis 2050 (Beleuchtung, IKT, Belüftung und mechanische Prozesse; z. B. Landwirtschaft)
- Jährliche Fahrnachfrage (FZ-km) pro FZ-Segment und pro Land bis 2050

Zusätzlich werden die exogenen Energieverbrauchspfade für die anderen Verkehrssegmente (Luftverkehr, Schienenverkehr, Busse und Motorräder) auch mit der Prognose des Kraftstoffverbrauchs aus der „POTEnCIA“-Studie [24] als Anhaltspunkt genommen.

Außerdem muss der Energieverbrauch der exogenen Pfade mit dem definierten Szenariorahmen konsistent sein bzw. muss ebenfalls die Möglichkeit für eine starke (-100 %) Dekarbonisierung berücksichtigen (z. B. keine Kohle). Für den Industriesektor wurde die Entwicklung des Energieverbrauchs zusammen mit dem WI bestimmt. Der Pfad unterstellt der deutschen Industrie eine CO_2-Minderung von 100 % und prognostiziert dafür ca. 70 TWh Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050. Die Entwicklung des Energieverbrauchs für den Industriesektor Europas wurde anhand des deutschen Pfads geschätzt, relativ zu der Entwicklung der Wertschöpfung in den Industriebranchen je Land. Die Annahmen zu der Entwicklung der Wertschöpfung stammen aus der „POTEnCIA“-Studie [24]. Die Annahmen zu den jährliche Nachfragemengen der exogenen Pfade für Deutschland sind in Abbildung A.7 - Abbildung A.10 gezeigt.

dass die in Abbildung A.7 bis Abbildung A.10 dargestellten exogenen Pfade als „business as usual"-Entwicklungen basierend auf dem Stand der Technik und Politik von 2017 zu interpretieren sind.

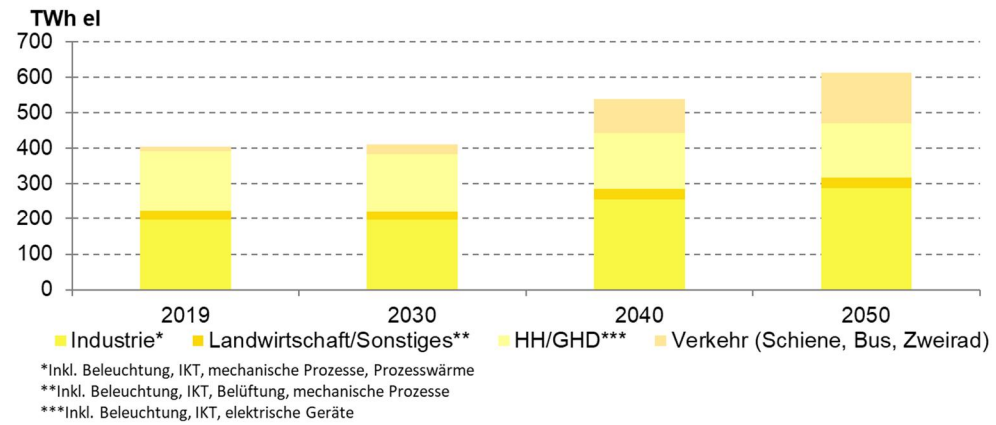


Abbildung A.7: Exogener Nachfragepfad für Strom in Deutschland bis 2050 [24]

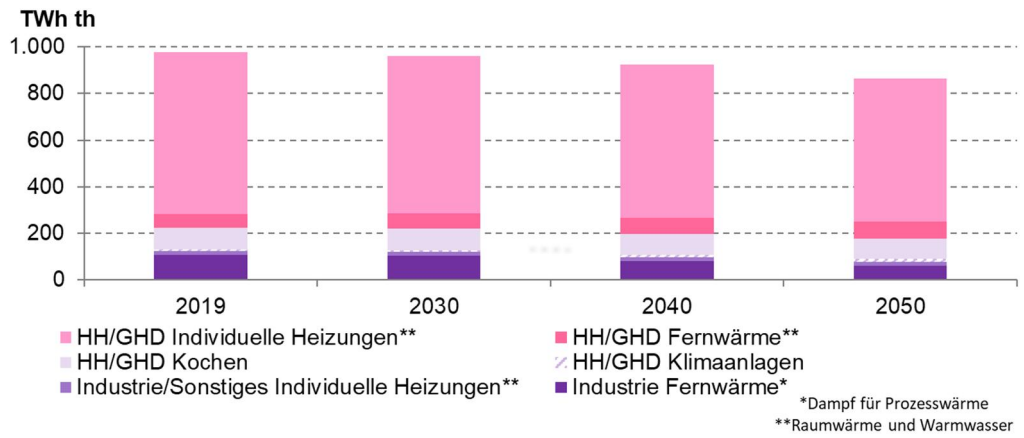


Abbildung A.8: Exogener Nachfragepfad für Wärme in Deutschland bis 2050 (basierend auf Daten vom WI sowie [24])

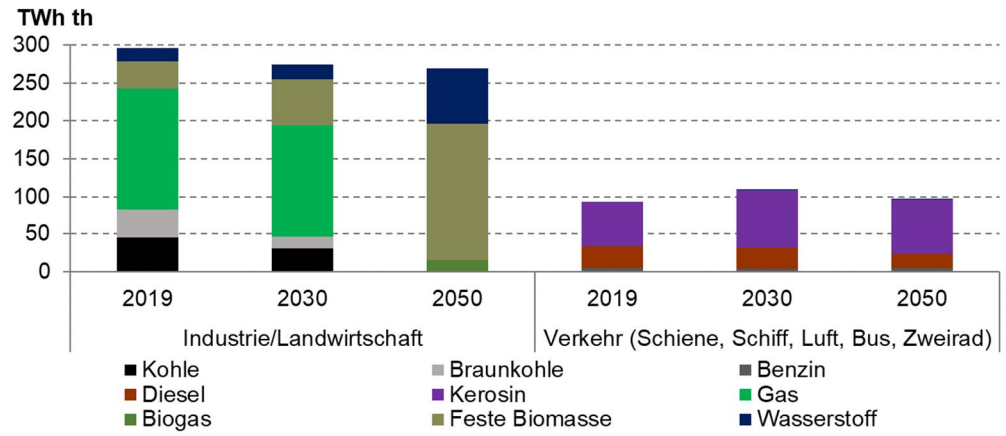


Abbildung A.9: Exogener Nachfragepfad für Kraftstoffe und weitere Energieträger in Deutschland bis 2050 nach Sektor (basierend auf Daten vom WI sowie [24])

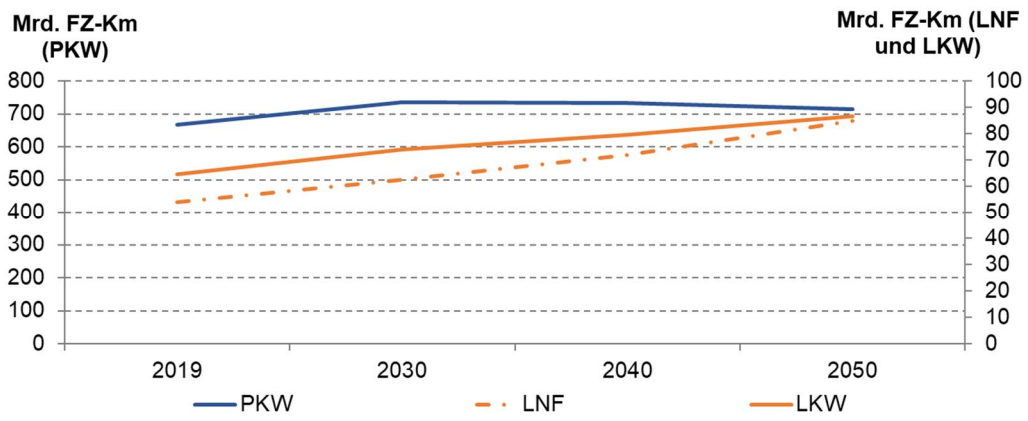


Abbildung A.10: Exogener Nachfragepfad für Straßenverkehr in Deutschland bis 2050 nach Fahrzeugsegment [5], [24]

Neben der Vorgabe der jährlichen Verbrauchsmenge unterliegen die exogenen Nachfragepfade je nach sektorspezifischer Anwendung auch individuellen stündlichen Bedarfsstrukturen. Die folgende Datensätze wurden aus der „Heat Roadmap Europe 4“ Studie der EU-Kommission (EnergyPLAN-Model der Aalborg Universität) [29] anhand des Basisjahrs 2015 genommen:

- Lastprofile für Fernwärme (Raum- und Wasserwärme; alle Sektoren)
- Lastprofile für „individuelle“ Wärme (Raum- und Wasserwärme; alle Sektoren)
- Lastprofile für Kühlung (HH und GHD)
- Stromlastprofile (Beleuchtung, Geräte und IKT; alle Sektoren)

Kochprofile stammen von dem Bilanzgruppenkoordinator AGCS [41] und sind zunächst für alle Länder gleichgesetzt. Profile für den Prozessenergieverbrauch im Industriesektor sowie für den Kraftstoffverbrauch im Schiff-, Schienen-, Luft-, Bus- und Zweiradverkehr werden zunächst konstant gehalten.

Definition von Typtagen

Die Definition von Typtagen ist ein wichtiger Schritt, um eine erhöhte Plausibilität der Ergebnisse der Investitionsoptimierung zu gewährleisten. Dafür wird ein am EWI entwickeltes Clustering-Tool[21] verwendet, um die jährliche Auflösung auf der Grundlage von Wind- und Solardatensätzen für das Jahr 2015 auf 16 typische Tage zu reduzieren. Stündliche Wetterprofile zu Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit für das Jahr 2015 wurden aus der MERRA-Datenbank [30] für 57 Regionen in Europa ausgelesen. Dabei wird der Datensatz für Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit in vier Teile aufgeteilt, je nachdem, ob die Tage im Sommer oder im Winter, an einem Wochentag oder am

[21] Das Tool wurde in Anlehnung an die in Nahmmacher et al. (2016) [6] vorgestellte Methodik nach einem ähnlichen „Zeitscheibenansatz“ entwickelt. Das Ziel ist die Daten mithilfe eines k-means-Algorithmus so zu clustern, dass die Varianz zwischen den Datenwerten und den Clusterzentren minimiert wird.

Wochenende liegen. Anschließend werden die Sonnen- und Winddatensätze nach den folgenden vier Kriterien geclustert: hohe Windgeschwindigkeiten, hohe Solarstrahlung, niedrige Windgeschwindigkeiten und niedrige Solarstrahlung. Die sich daraus ergebenden 16 typischen Tage werden dann relativ zur Anzahl der Ereignisse gewichtet, wobei jedem Kalendertag ein entsprechender repräsentativer Tag zugewiesen wird, um ein ganzes Jahr zu rekonstruieren.

Danach wurden die Erzeugungsprofile der erneuerbaren Energien (PV, „Concentrated Solar Power“ - CSP, Wind, Run-of-River und Solarthermie), die COP-Profile für Wärmepumpen, Ladeprofile sowie die Nachfrageprofile anhand der ausgewählten Typtage angepasst. Abbildung A.11 zeigt die ausgewählten Typtage in Relation zur Stromnachfrage (links) und zu Solarthermiepotenzialen (rechts).

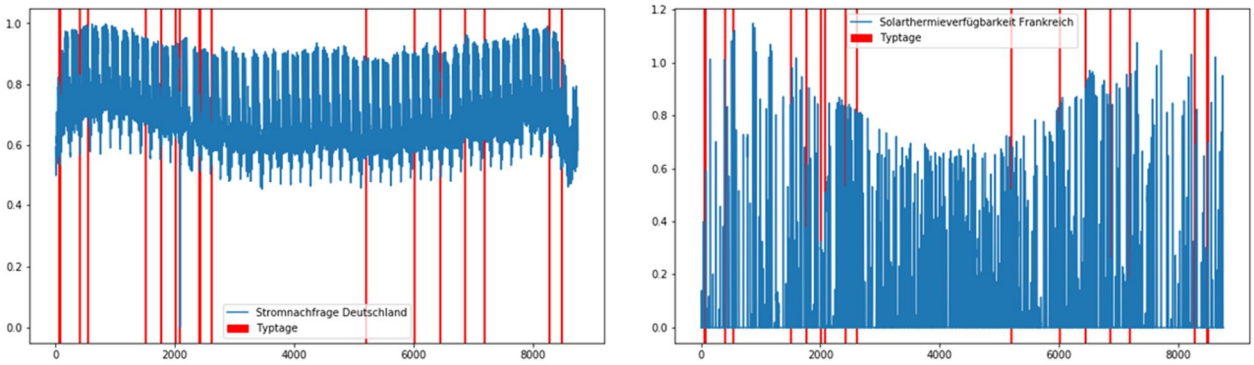


Abbildung A.11: Jahreszeitreihen und Typtage für Stromnachfrage Deutschland (links) und Jahreszeitreihen und Typtage für Solarthermie Frankreich (rechts)

A.4.3 Annahmen Gasinfrastrukturmodellierung mit dem EWI Modell „TIGER“

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Im folgenden Kapitel werden die getroffenen Annahmen der Gasinfrastrukturmodellierung erläutert.[22]

Die Gastransportnetzdaten basieren auf einer im Modell hinterlegten Datenbank, in der die wichtigsten europäischen Gastransportleitungen abgebildet sind. Für die Entwicklung der Gasinfrastruktur der kommenden Jahrzehnte wird angenommen, dass keine Stilllegung von Leitungen vorgenommen wird. Die zugrunde gelegten Pipelineerweiterungen der kommenden Jahre basieren auf Projekten mit finaler Investitionsentscheidung, sogenannte FID-Projekte („Final Investment Decision“), des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP, 2020 [27]). Außerdem werden Grenzübergangskapazitäten (ENTSO-G, 2020 [42]), Flüssiggasimportterminalkapazitäten (GIE, 2020

[22] Die getroffenen Annahmen zu Pipelineprojekten und Importpotenzialen für Erdgas spiegeln die Erwartung im Zeitraum der Jahre 2019 bis Ende 2020 wider. Insbesondere Entwicklungen im Kontext der russischen Invasion der Ukraine (z. B. bezüglich Restriktionen russischer Gasimporte und der Nicht-Inbetriebnahme von Nord Stream 2) sind daher nicht berücksichtigt.

[43]), Gasspeicherkapazitäten (GIE, 2020 [44]) und Entry- und Exit-Tarife der europäischen Gasmarktgebiete (ACER, 2019 [45]) aktualisiert. Die Entwicklung von Gasproduktionskapazitäten und -kosten basieren auf einer kommerziellen Datenbank (Rystad, 2020 [20]).

Wie in Kapitel A.4.3 erläutert, werden für Erdgaspipelines häufig Grenzwerte für die Beimischung von Wasserstoff einbezogen. Diese beziehen sich meistens auf den Volumenstrom und werden in dieser Analyse auf 10 vol.-% im Jahr 2030 und auf 20 vol.-% im Jahr 2040 festgelegt.[23]

Räumliche und zeitliche Verteilung der Gasnachfrage

Gas ist ein bedeutender Energieträger in den meisten europäischen Ländern. In den Sektoren Haushalte und Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) wird Gas aktuell insbesondere zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt, in der Industrie hauptsächlich zur Gewinnung von Prozesswärme sowie als stoffliche Nutzung für Produkte der petrochemischen und pharmazeutischen Industrie. In vielen Staaten spielt Gas auch eine wichtige Rolle im Stromsektor, wo Gaskraftwerke vor allem in Spitzenlastzeiten kurzfristig Leistung zur Verfügung stellen. Darüber hinaus kommt Gas auch in anderen Bereichen zum Einsatz, beispielsweise im Verkehrssektor als Treibstoff für Erdgasfahrzeuge. In Deutschland sind die Sektoren Haushalte-GHD, Industrie und Strom für den größten Teil des Erdgasverbrauchs verantwortlich.

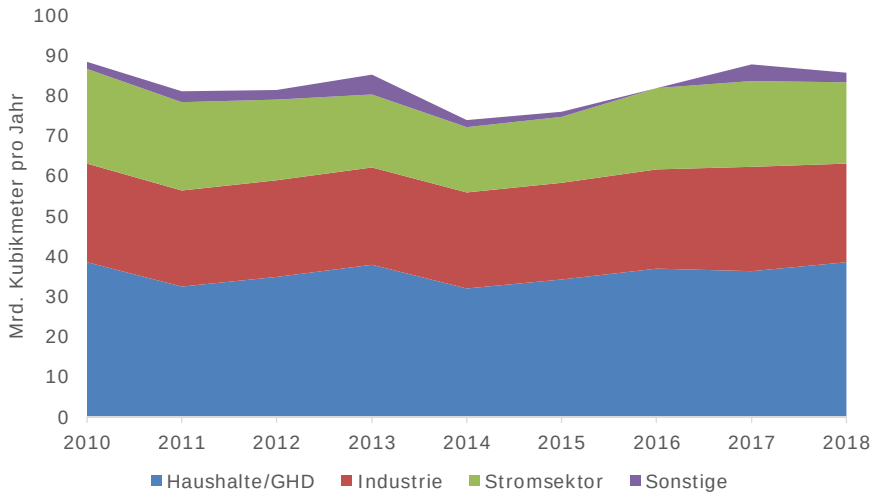


Abbildung A.12: Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland (Eurostat, 2020 [47])

Leider werden statistische Daten zur Gasnachfrage in der Regel nur auf Ebene der Gesamtstaaten erhoben. Eurostat stellt hier jährliche und monatliche Daten für die EU-27, das Vereinigte Königreich, die Türkei, die Ukraine und Moldawien sowie die Westbalkanstaaten zur Verfügung ([47], [48]). Verbrauchsdaten für die Schweiz und Weißrussland werden von der Internationalen Energieagentur zur Verfügung gestellt (IEA, 2019 [49]).

[23] Eigene Annahme basierend auf [12], [13], [15], [46].

Einige Länder, wie z. B. Deutschland, stellen auch Daten auf Ebene der Gliedstaaten (Bundesländer) bereit (AG Energiebilanzen, 2020 [50]). Daten zur regionalen Verteilung der Gasnachfrage, die für ein hochaufgelöstes Gastransportnetzmodell wie TIGER, mit 300 individuellen Nachfrageknoten, erforderlich sind, stehen jedoch nicht zur Verfügung.

Daher wird ein geeigneter Ansatz entwickelt, bei dem die vorhandenen, auf nationaler Ebene aggregierten Daten zur sektoralen Gasnachfrage auf einzelne Regionen heruntergebrochen werden und das zeitliche Profil approximiert wird. Für die Sektoren Haushalte und GHD, Industrie und Strom wird jeweils eine Methodik für die regionale als auch die zeitliche Verteilung der Gasnachfrage ermittelt, die im Folgenden vorgestellt wird.

Zunächst wird die sinnvollste räumliche Bezugseinheit identifiziert. Aus Modellauflösung- und Datenperspektive wird die NUTS-2-Ebene identifiziert. NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) bezeichnet eine hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Dabei werden auch ehemalige EU-Staaten wie das Vereinigte Königreich, EFTA-Staaten wie Norwegen und die Schweiz und Beitrittskandidaten wie Serbien und die Türkei mit abgedeckt. NUTS-2-Gebietseinheiten haben eine Bevölkerungszahl zwischen 800.000 und 3 Mio. (Eurostat, 2020 [51]). In NRW entspricht die NUTS-2-Ebene den vier Regierungsbezirken.

Die Gasnachfrage der Sektoren Haushalte und GHD wird vor allem durch den Bedarf an Raumwärme- und Warmwasser getrieben. Das zeitliche Profil des mit der Raumwärmeerzeugung verbundenen Gasbedarfs wird dementsprechend im Wesentlichen vom Heizgradtagzahlprofil der jeweiligen NUTS-2-Region bestimmt. Die Heizgradtagzahl fungiert hierbei als Indikator für die relative Raumwärmelast im Zeitverlauf. Die Heizgradtagzahl wird ermittelt, in dem die Tagesdurchschnittstemperatur von der sogenannten Heizgrenz-Temperatur abgezogen wird. Hierbei wird unterstellt, dass die Heizung nur bei einem Unterschreiten der Heizgrenze genutzt wird. Liegt die Temperatur darüber, reichen natürliche Wärmequellen aus, um ein angenehmes Temperaturniveau im Gebäude zu realisieren (Spinoni et al., 2015 [52]).

Um repräsentative monatliche Heizgradtagzahlprofile für alle im Modell abgebildeten NUTS-2-Regionen zu berechnen, werden die durchschnittlichen täglichen Temperaturen der letzten 30 Jahre für die jeweilige Region aus einem geocodierten Temperaturdatensatz des Joint Research Centers der Europäischen Kommission (JRC, 2020 [24]) extrahiert und die Gradzahltage berechnet. Als einheitliche Heizgrenze werden 15,5 °C angesetzt.

Für die Gasmengen, die für die Bereitstellung von Raumwärme verwendet wird, wird angenommen, dass sich diese mit der Heizlast verteilt. Für Warmwasser wird ein über das Jahr konstanter Bedarf unterstellt. Daten zum relativen Anteil von Raumwärme und Warmwasser am Gesamtenergiebedarf von Haushalten werden von Eurostat für einen Großteil der in TIGER berücksichtigen Länder bereitgestellt (Eurostat, 2017 [53]). Daraus lässt sich das durchschnittliche, relative Verhältnis von Raumwärme- zu Warmwasserbedarf ableiten. Dieses Verhältnis wird herangezogen, um aus der Kombination von temperaturabhängigem Raumwärme- und konstantem Warmwasserbedarf ein

Wärmelastprofil abzuleiten, das gleichzeitig das Profil. Für Länder, die in diesem Datensatz nicht enthalten sind, wird angenommen, dass 80 % des wärmebezogenen Gasbedarfs der Haushalte für Raumwärme und 20 % für Warmwasser verwendet werden.

Neben der Verteilung der Gasnachfrage über die Zeit muss die Gasnachfrage der Sektoren Haushalte und GHD auch räumlich verteilt werden. Hierbei wird angenommen, dass die regionale Verteilung des Gasbedarfs in diesen Sektoren innerhalb eines Landes im Wesentlichen von der Bevölkerungszahl abhängt. Operativ bedeutet dies, dass die nationale Gasnachfrage in den Sektoren Haushalte und GHD in einem ersten Schritt anhand des Anteils der jeweiligen NUTS-2-Region an der Gesamtbevölkerung des Landes (Eurostat, 2020 [51]) auf diese verteilt wird. Die Verteilung der GHD-Gasnachfrage nach Bevölkerungszahl ist insofern plausibel, da der GHD-Sektor relativ arbeitskräfteintensiv ist, Arbeitskräfte in der Regel nicht allzu weit entfernt von ihrem Arbeitsplatz wohnen und der GHD-Gasverbrauch wie im Bereich der Haushalte ebenfalls im Wesentlichen mit der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zusammenhängt.

Gleichzeitig muss man jedoch auch die klimatischen Unterschiede zwischen Regionen innerhalb eines Landes berücksichtigen, um ein realistisches Bild der regionalen Verteilung des Gasbedarfs zu erhalten. Dies ist insbesondere bei klimatisch heterogenen Ländern wie Frankreich der Fall: Dort ist z. B. die Heizlast an der Mittelmeerküste signifikant niedriger als an der Kanalküste oder in den Alpen. Um diese Variation zu berücksichtigen wird ein Korrekturfaktor errechnet, der die Abweichung der jährlichen Heizgradtagzahl einer NUTS-2-Region vom Landesmittel misst. Die rein über die Bevölkerungszahl ermittelte Gewichtung des Gasverbrauchs zwischen den NUTS-2-Regionen wird mit Hilfe dieses Korrekturfaktors nochmals angepasst, um eine Verteilung der Haushalte/GHD-Gasnachfrage zu erhalten, die sowohl Bevölkerungszahl als auch klimatische Verhältnisse berücksichtigt.

In der Industrie ergibt sich der Gasverbrauch vor allem aus der Bereitstellung von Prozesswärme. Daher wird hier für jedes Land und jede NUTS-2-Region eine gleichmäßige Verteilung des Verbrauchs über das Jahr angenommen. Um die nationale Nachfrage auf die NUTS-2-Regionen zu verteilen, dient der Anteil der Beschäftigten in den jeweiligen, nach der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE2) [54] klassifizierten Branchen in der Region an der Gesamtbeschäftigtenzahl des Landes (Eurostat, 2020 [55]) als Richtgröße. Die zugrunde gelegte Annahme ist, dass größere Industriebetriebe tendenziell auch mehr Gas verbrauchen. Neben der regionalen Verteilung berücksichtigt dieser Ansatz somit auch Unterschiede in der Gasverbrauchsintensität zwischen den Branchen. Eine Zuweisung von NACE2-Branchen zu den Posten der Energiebilanz Gas findet sich in Abbildung A. 13.

NACE2	Energy Balance
Mining and quarrying	Final consumption - industry sector - mining and quarrying
Manufacture of food products	Final consumption - industry sector - food, beverages and tobacco
Manufacture of beverages	Final consumption - industry sector - food, beverages and tobacco
Manufacture of tobacco products	Final consumption - industry sector - food, beverages and tobacco
Manufacture of textiles	Final consumption - industry sector - textile and leather
Manufacture of wearing apparel	Final consumption - industry sector - textile and leather
Manufacture of leather and related products	Final consumption - industry sector - textile and leather
Manufacture of wood and of products of wood and cork, except furniture; manufacture of articles of straw and plaiting materials	Final consumption - industry sector - wood and wood products
Manufacture of paper and paper products	Final consumption - industry sector - paper, pulp and printing
Printing and reproduction of recorded media	Final consumption - industry sector - paper, pulp and printing
Manufacture of coke and refined petroleum products	Energy sector - petroleum refineries (oil refineries)
Manufacture of coke and refined petroleum products	Energy sector - coke ovens
Manufacture of coke and refined petroleum products	Energy sector - coal liquefaction plants
Manufacture of coke and refined petroleum products	Transformation input - coke ovens
Manufacture of coke and refined petroleum products	Transformation input - gas works
Manufacture of coke and refined petroleum products	Transformation input - gas-to-liquids plants
Manufacture of chemicals and chemical products	Final consumption - industry sector - chemical and petrochemical
Manufacture of basic pharmaceutical products and pharmaceutical preparations	Final consumption - industry sector - chemical and petrochemical
Manufacture of rubber and plastic products	Final consumption - industry sector - chemical and petrochemical
Manufacture of other non-metallic mineral products	Final consumption - industry sector - non-metallic minerals
Manufacture of basic metals	Transformation input - blast furnaces
Manufacture of basic metals	Final consumption - industry sector - iron and steel
Manufacture of basic metals	Final consumption - industry sector - non-ferrous metals
Manufacture of fabricated metal products, except machinery and equipment	Final consumption - industry sector - iron and steel
Manufacture of fabricated metal products, except machinery and equipment	Final consumption - industry sector - non-ferrous metals
Manufacture of computer, electronic and optical products	Final consumption - industry sector - machinery
Manufacture of electrical equipment	Final consumption - industry sector - machinery
Manufacture of machinery and equipment n.e.c.	Final consumption - industry sector - machinery
Manufacture of motor vehicles, trailers and semi-trailers	Final consumption - industry sector - machinery
Manufacture of other transport equipment	Final consumption - industry sector - machinery
Manufacture of furniture	Final consumption - industry sector - wood and wood products
Other manufacturing	Final consumption - industry sector - not elsewhere specified
Construction	Final consumption - industry sector - construction

Abbildung A. 13: Zuweisung von Industriezweig (NACE2) zu Gasverbrauchsektor (Energiebilanz)

Der Stromsektor ist der dritte große Gasverbrauchssektor nach den Sektoren Haushalte und GHD und Industrie in den meisten europäischen Ländern. Eine Verteilung auf die NUTS-2-Regionen erfolgt hier anteilig nach der in der Region installierten Gaskraftwerkskapazität. Die Berechnung der Kapazität erfolgt über die Summe der installierten Kapazität aller in der frei verfügbaren Kraftwerksdatenbank des World Resource Institute (WRI, 2019 [56]) aufgelisteten, in der jeweiligen NUTS-2-Region verorteten Gaskraftwerke. Das zeitliche Profil wird aus den monatlichen Eurostat-Daten zum Gasverbrauch des Stromsektors ermittelt (Eurostat, 2020 [48]), wobei der Durchschnitt pro Monat über die Jahre gebildet wird, in denen Beobachtungen vorhanden sind (2014-2018). Dies dient dazu, ein möglichst repräsentatives Profil zu erhalten. Im Falle der Schweiz wurde mit IEA-Daten gearbeitet (IEA, 2020 [46]). In Ermangelung von monatlichen Gasverbrauchsdaten für Weißrussland, dass über erhebliche KWK-Kapazitäten verfügt, wurde hier unterstellt, dass diese Kraftwerke wärmegeführt arbeiten und das Profil dementsprechend dem der Sektoren Haushalte und GHD entspricht.

Die Residualgasnachfrage (Verbrauch in den Eurostat-Statistiken, der nicht Haushalten und GHD, Industrie oder Stromsektor zugerechnet werden kann) wird analog zu der der Haushalte und GHD nach Bevölkerung auf die NUTS-2-Regionen verteilt. Das zeitliche Profil wird jedoch als konstant angenommen.

Für die Integration ins Modell wird die sektorale Nachfrage der NUTS-2-Region schließlich auf die Netzknoten verteilt, die innerhalb der jeweiligen Region liegen. Befindet sich mehr als ein Netzknoten in einer Region, so erfolgt die Zuweisung anteilig. Das Modell hat hier gewisse Freiheitsgrade, die

Verteilung endogen zu optimieren. Dies ist insofern begründet, da Informationen zur maximalen Entnahmekapazität an einzelnen Knoten nicht immer zur Verfügung stehen und in der Realität die Gasnachfrage innerhalb der NUTS-2-Regionen ebenfalls nicht gleichförmig verteilt ist. Die teilendogene Allokation auf die Knoten hat zur Folge, dass das Modell in der gleichen NUTS-2-Region an Knoten, die über eine höhere Leitungskapazität verfügen, tendenziell mehr entnimmt als an Knoten, die beispielsweise hinter einem Engpass im Gasnetz liegen.

Befindet sich kein Knoten in einer Region, erfolgt die Zuweisung zum nächstgelegenen inländischen Knoten in einer Nachbarregion.

A.4.4 Annahmen der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10)

Der vollständige Inhalt dieses Unterkapitels folgt in dem Bericht-Update im September 2022. In diesem Abschnitt werden die Annahmen hinsichtlich der hinterlegten Netztopologien, der zeitlichen und räumlichen Disaggregation von Lastverläufen sowie der Einspeisung von erneuerbaren Energien und PtX-Anlagen beschrieben. Zudem wird kurz auf die zugrundeliegenden Kraftwerksdatenbanken sowie Kraftwerksparameter eingegangen. Sämtliche Disaggregationen werden dabei so vorgenommen, dass die Daten konsistent zu den Annahmen der Analyse des EWI sind.

A.5. Ergebnisse aus der DIMENSION-Energiesystemmodellierung

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

- Zwischen 2019 und 2030 ist ein drastischer Rückgang der CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung zu verzeichnen (-80 %), der sich durch die schnelle Verlagerung von fossiler zu erneuerbarer Stromerzeugung erklären lässt. Innerhalb dieses Zeitraums erfährt auch die Wärmeerzeugung eine erhebliche Dekarbonisierung (-70 %): Hierbei ersetzen vor allem elektrische Heizungen mit hohen Wirkungsgraden (z. B. Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern) die bestehenden fossilen Heizkessel.
- Zwischen 2019 und 2030 verdoppeln sich die installierten Kapazitäten von Wind- und PV-Stromerzeugungsanlagen. Der starke EE-Ausbau führt dazu, dass der Anteil von Wind und PV an der Stromerzeugung auf über 70 % steigt. Bis 2050 steigt der Anteil weiter auf 82 %. Der Rest wird durch andere erneuerbare Energien (6 %) sowie durch Gaskraftwerke gedeckt, die mit Bio- und synthetischem Methan betrieben werden.
- Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr führt zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland. Der Bedarf nach gesicherter Kraftwerksleistung bleibt trotz steigender Stromnachfrage konstant.
- Der Bedarf nach synthetischen Energieträgern in Deutschland steigt nach 2040 massiv und verachtfacht sich innerhalb von zehn Jahren auf 502 TWh. Die Erzeugung dieser PtX-Energieträger erfolgt jedoch nahezu vollständig im europäischen Ausland. Die Modellrechnungen zeigen, dass die inländische Erzeugung im Jahr 2030 40 %, im Jahr 2040 33 % und im Jahr 2050 nur 2 % des gesamten PtX-Verbrauchs ausmacht.
- Die Endverbrauchssektoren zeigen unterschiedliche Dekarbonisierungsstrategien: Der Verkehr wird neben Elektromobilität durch einen verstärkten Einsatz von PtX-Kraftstoffen klimaneutral, der Wärmesektor mit Hilfe von PtH.
- Insgesamt erweist sich die direkte Nutzung von Strom bei der Minimierung der Gesamtsystemkosten als vorteilhaft gegenüber der indirekten Nutzung von Strom. Es zeigt sich, dass PtX-Energieträger erst dann genutzt werden, wenn eine direkte Elektrifizierung technisch nicht oder nur zu prohibitiv hohen Kosten möglich ist.
- Die Dispatch-Analyse zeigt, dass es eine Korrelation zwischen der EE-Stromerzeugung und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen gibt. Bei hohen EE-Anteilen kommt negative Flexibilität zum Einsatz, um Erzeugungsspitzen abzudecken. Bei geringem EE-Anteil wird positive Flexibilität genutzt, um die Bedarfslücke zu füllen und den Einsatz von teurer Backup-Kraftwerkskapazität zu vermeiden. PtX kommt aufgrund der hohen Konkurrenz durch andere Flexibilitätsoptionen und PtX-Importe nur in Stunden mit Strompreisen nahe null zum Einsatz.

A.5.1 Ergebnisse aus der Investitionsoptimierung für das „Europa Autark“ Szenario mit Fokus auf Deutschland

Die wichtigsten Ergebnisse der Optimierung von Investitionsentscheidungen werden im Folgenden dargestellt. Wie in Kapitel A.3.1 erläutert, wird die Investitionsoptimierung in DIMENSION mit einer reduzierten zeitlichen Auflösung auf der Basis von Typtagen durchgeführt. Daher konzentrieren sich die Ergebnisse in diesem Unterkapitel auf jährliche Entwicklungen, z. B. von Kapazitäts-, Erzeugungs-, Verbrauchs- und Emissionsniveaus. Die Optimierung der Investitionen im Modell erfolgt für ganz Europa, die Darstellung der Ergebnisse fokussiert sich aber auf Deutschland.[24]

Der Stromsektor ist bis 2030 weitgehend klimaneutral, Industrie und Verkehr ziehen ab 2040 nach

Der vom Modell ermittelte CO_2-Minderungspfad ist in Abbildung A.14 (links) dargestellt. Zwischen 2019 und 2030 ist ein drastischer Rückgang der CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung zu verzeichnen (-80 %), der sich durch die schnelle Verlagerung von der fossilen zur erneuerbaren Stromerzeugung erklären lässt (siehe Abbildung A.15 im nächsten Abschnitt). Innerhalb desselben Zeitraums erfährt auch die Wärmeerzeugung eine erhebliche Dekarbonisierung (-70 %): Wie unten erläutert, ersetzen elektrische Heizungen mit hohen Wirkungsgraden (z. B. Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern) die bestehenden fossilen Heizkessel. Der Rückgang der Gesamtemissionen um 45 % zwischen 2019 und 2030 geht jedoch erstmal nur mit einer relativ geringen Veränderung des europäischen CO_2-Preises von 24 EUR/tCO_2 im Jahr 2019 auf 42 EUR/tCO_2 im Jahr 2030 einher, wie in Abbildung A.14 (rechts) dargestellt.

Nach 2030 zieht der CO_2-Preis hingegen deutlich an, da günstige Vermeidungspotenziale dann weitgehend ausgeschöpft sind. Grenzvermeidung findet dann sowohl im Verkehrssektor als auch in der Industrie- und in der Landwirtschaft statt. Die drei Sektoren reduzieren ihre CO_2-Emissionen zwischen 2030 und 2040 jeweils um etwa 40 %. Im Verkehrssektor verdrängt die Elektromobilität den Verbrennungsmotor weitestgehend. In Industrie und Landwirtschaft werden fossile Energieträger zunehmend durch Biokraftstoffe und grünen Wasserstoff ersetzt.

Da im Jahr 2040 der Verkehrssektor noch 45 % der Emissionen von 2019 verursacht, dreht sich das letzte Jahrzehnt der CO_2-Minderung vor allem um diesen Bereich. Die rasche Dekarbonisierung wird durch den Einsatz von PtX-Kraftstoffen im Straßenverkehr, in der Luftfahrt und in der Schifffahrt vorangetrieben. Diese schnelle Verringerung der Kohlenstoffemissionen im Verkehrssektor hat erhebliche Auswirkungen auf den CO_2-Preis. Wie in Abbildung A.14 (rechts) zu sehen ist, verdoppelt sich der sektorenübergreifende CO_2-Preis in Europa von 150 EUR/tCO_2 im Jahr 2040 auf fast 400 EUR/tCO_2 im Jahr 2050.

[24] Für die gesamteuropäische Perspektive wird auf Helgeson (2022) [3] verwiesen.

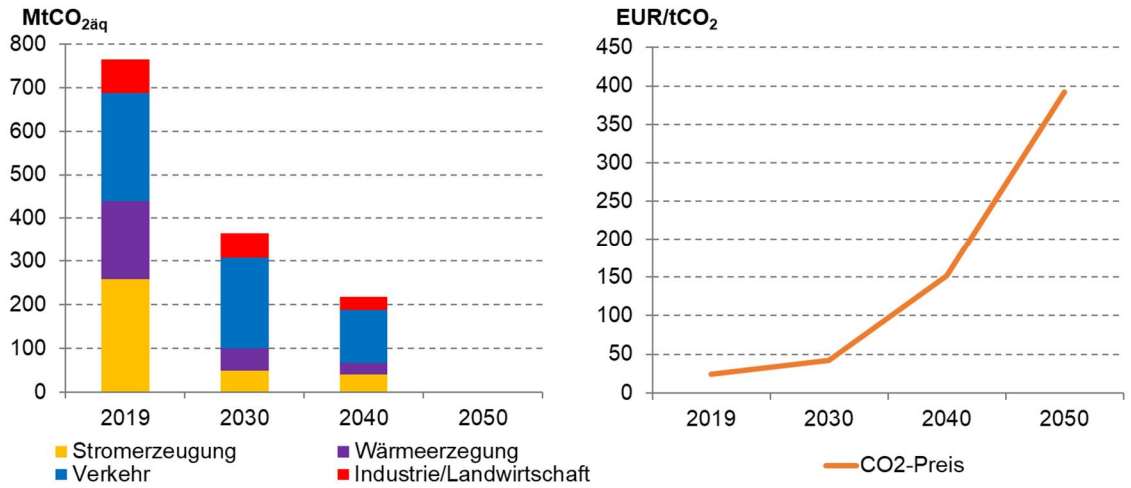


Abbildung A.14: Ergebnisse zu den sektoralen Netto $CO_{2äq}$-Emissionen in Deutschland (links) und der sektorenübergreifende CO_2-Preis in Europa (rechts)

Der Anteil von Wind und PV an der Stromerzeugung steigt auf 70 % im Jahr 2030 und 82 % in 2050

Die Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten und die jährliche Erzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 sind in Abbildung A.15 dargestellt. Zwischen 2019 und 2030 verdoppeln sich die installierten Kapazitäten von Wind- und Solarenergie nahezu, von 105 GW auf 200 GW. Während der Ausbau von PV und Offshore-Wind durch die exogenen Mindestausbauziele getrieben wird, übertrifft die Onshore Windenergie das Minimalziel um 20 GW und erreicht im Jahr 2030 eine installierte Kapazität von fast 100 GW. Der starke EE-Ausbau führt dazu, dass im Jahr 2030 etwa 70 % des gesamten Stromangebots durch fluktuierende erneuerbare Stromquellen bereitgestellt wird. Gleichzeitig werden die konventionellen abschaltbaren Kapazitäten um ein Drittel, von 90 GW auf 60 GW, reduziert. Der Anteil an der Stromerzeugung sinkt ebenfalls auf etwa 15 % im Jahr 2030.

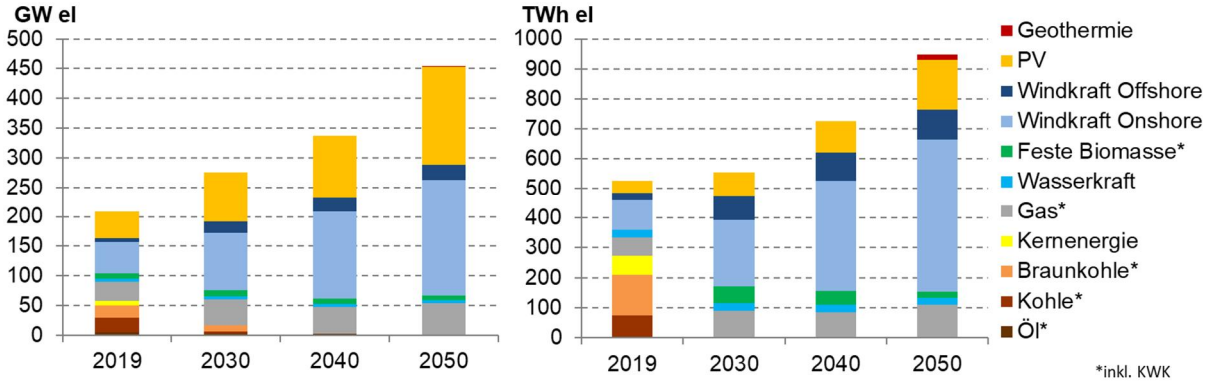


Abbildung A.15: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) der Stromerzeugungstechnologien in Deutschland bis 2050

Langfristig setzt sich dieser Trend fort, wobei die Wind- und PV-Erzeugung im Jahr 2050 einen Anteil von 82 % (775 TWh) an der Stromversorgung erreicht. Der Rest wird durch andere abschaltbare

erneuerbare Energien (6 %) sowie durch die Erzeugung von 110 TWh aus 53 GW Gaskraftwerken gedeckt, die aufgrund des -100 %-Minderungsziels entweder mit Bio- oder PtX-CH_4 betrieben werden.

Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr führt zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland

Der Anstieg der Gesamtstromnachfrage wird vor allem durch die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr getrieben, wie in Abbildung A.16 dargestellt.

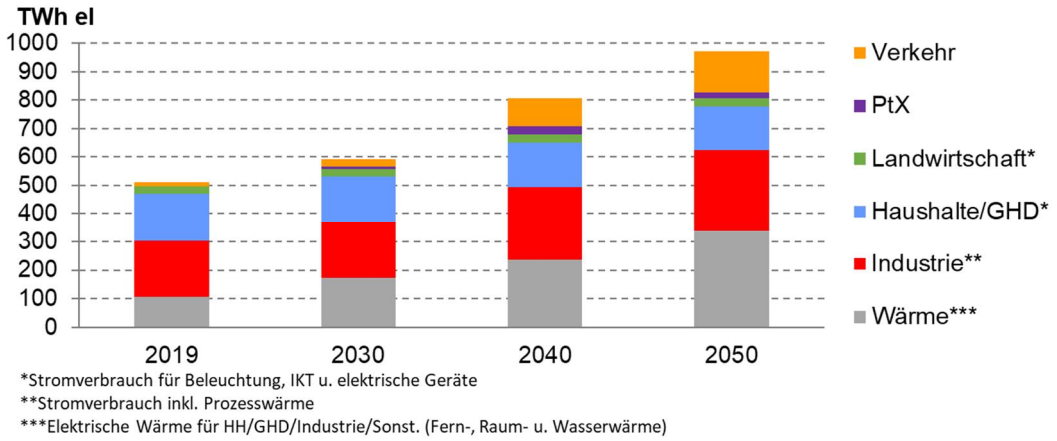


Abbildung A.16: Stromverbrauch nach Sektoren bzw. Endverbrauchern in Deutschland bis 2050

Bereits bis 2030 steigt durch die zunehmende Verbreitung von elektrischen Wärmeerzeugern der Stromverbrauch im Wärmesektor um 65 %. Darüber hinaus nimmt, getrieben durch die Ziele der deutschen Wasserstoffstrategie, auch der Stromverbrauch für die Erzeugung von PtX-Wasserstoff in der Industrie zu. Ab 2030 führt die Verdopplung der PtX-Kapazitäten in Deutschland von 5 auf 10 GW zu einem Anstieg des damit verbundenen Strombedarfs um fast 250 % (+ 21 TWh). Besonders tiefgreifend ist jedoch der Wandel im Verkehrssektor: Die Elektrifizierung des Straßenverkehrs führt zu mehr als einer Verdreifachung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor zwischen 2030 und 2040, von 28 TWh auf 96 TWh. Zwischen 2040 und 2050 kommt es aufgrund der Einführung von Elektro-Lastkraftwagen (LKW) im Schwergüterverkehr zu einem weiteren, signifikanten Anstieg (+ 50 %). Der Stromverbrauch für die Erzeugung von PtX-Energieträgern geht bis 2050 hingegen wieder zurück, da das Modell die inländische PtX-Erzeugung durch PtX-Importe aus dem europäischen Ausland ersetzt. Insgesamt führt das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu einem Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland um 460 TWh (+ 90 %) im Vergleich zu 2019.

Bedarf nach gesicherter Kraftwerksleistung bleibt trotz steigender Stromnachfrage konstant

Der Vergleich der Angebots- und Nachfragestrukturen lässt eine interessante Schlussfolgerung zu. Der Bedarf nach gesicherter Kraftwerksleistung bleibt trotz steigender Stromnachfrage zwischen 2030 und 2050 nahezu konstant. Dies zeigt, dass sich insbesondere im Wärmesektor genug Flexibilitätspotenzial entwickelt, um den Stromverbrauch stärker an der zunehmend von intermittierenden erneuerbaren

Energien dominierten Stromerzeugung auszurichten. Somit kann das System von der gleichzeitigen Dekarbonisierung des Stromsektors und der Erhöhung der Systemflexibilität durch PtH in Kombination mit thermischer Speicherung profitieren. Darüber hinaus bieten Investitionen in elektrische Speicher und DSM-Technologien zusätzliche Systemflexibilität (nicht in den Abbildung A.15 und Abbildung A.16 dargestellt). Zwischen 2030 und 2050 steigt in Deutschland die installierte Kapazität von elektrischen Kurzzeitspeichern wie Batterien von 24 GW auf 52 GW, um zusätzliche gesicherte Leistung bereitzustellen. Im Industriesektor werden bis zum Jahr 2030 insgesamt 1,8 GW an DSM-Kapazität eingeführt, die bis 2050 auf 3 GW ansteigt. Schließlich ermöglichen die niedrigen Kosten für intelligente Stromzähler, dass fast jeder Haushalt in Deutschland bis 2050 in der Lage sein wird, eine Art von Flexibilität anzubieten. Dies entspricht insgesamt 40 GW an elektronischen Haushalts- und GHD-Geräten, die ihren Stromverbrauch bis zu einem gewissen Grad verlagern können (siehe Kapitel A.3.1 und A.4.2). Dies zeigt, wie wichtig Flexibilität ist, da so Stromverbraucher die Möglichkeit haben, die Nutzung der intermittierenden EE-Erzeugung zu maximieren.

Ausbau der PtX-Erzeugungskapazität in Deutschland wird durch die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie getrieben

Die Entwicklung der installierten Kapazitäten und der Erzeugung von PtX-Anlagen in Deutschland ist in Abbildung A.17 dargestellt. Die Einführung von Elektrolyseanlagen folgt dem in der nationalen Wasserstoffstrategie vorgegebenen Pfad, wobei 5 GW_{el} bis zum Jahr 2030 und weitere 5 GW_{el} bis zum Jahr 2040 gebaut werden. Von den drei Elektrolyse-Arten wählt das Modell aufgrund der niedrigeren Investitionskosten und der vergleichbaren Wirkungsgrade, insbesondere im Jahr 2030 und 2040, die Investition in Alkali-Systeme (siehe Tabelle A.11 und Tabelle A.12 im Anhang). Zwischen 2040 und 2050 bleiben die Elektrolyseurkapazitäten konstant bei 10 GW. Im Jahr 2050 werden dazu 2 GW Wasserstoffverflüssigungsanlagen installiert, um den Verkehrssektor mit flüssigem grünem Wasserstoff zu versorgen.

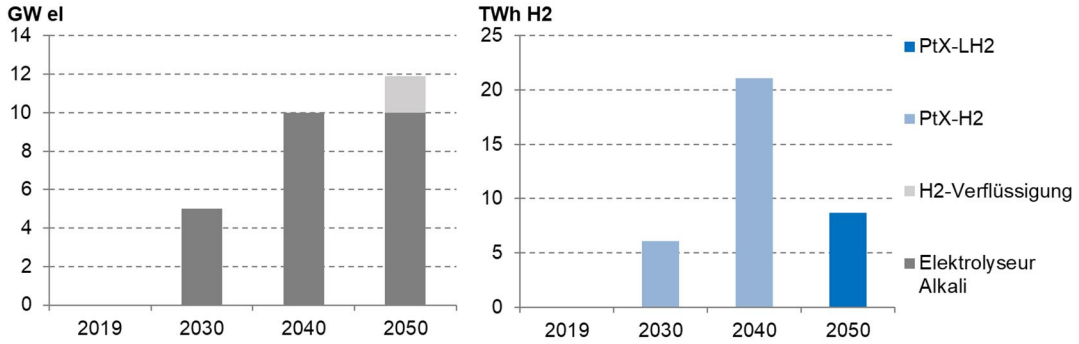


Abbildung A.17: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) der PtX-Technologien in Deutschland bis 2050

Während sich die Elektrolyseur-Kapazität zwischen 2030 und 2040 verdoppelt, vervierfacht sich die Erzeugung von PtX-Wasserstoff nahezu von 6 TWh auf 21 TWh. Zusätzlich zur Kapazitätssteigerung steigen die Volllaststunden von 1760 im Jahr 2030 auf über 3000 im Jahr 2040. Bis zum Jahr 2050 sinkt

die Erzeugung jedoch um mehr als 50 %, da die Konkurrenz durch Importe aus anderen europäischen Ländern zunimmt. 2050 wird der gesamte im Inland produzierte Wasserstoff (8,7 TWh) direkt verflüssigt.

Nachfrage nach synthetischen Energieträgern steigt bis 2050 massiv an

Abbildung A.18 stellt den Verbrauch von PtX-Energieträgern in Deutschland bis zum Jahr 2050 dar. In den Jahren 2030 und 2040 ist PtX-Wasserstoff der einzige PtX-Energieträger, der in den Endverbrauchssektoren nachgefragt wird. Bis 2050 findet jedoch ein massiver Wandel statt, da sich die Nachfrage nach PtX-Energieträgern innerhalb von zehn Jahren auf 502 TWh verachtfacht. Katalytische Methanisierungsanlagen liefern über 210 TWh PtX-CH_4. Fischer-Tropsch-Anlagen hingegen stellen 74 TWh PtX-Kerosin, 26 TWh PtX-Benzin und 21 TWh PtX-Diesel bereit. Der Verbrauch von gasförmigem PtX-Wasserstoff erreicht 140 TWh, wobei weitere 28 TWh an grünem Wasserstoff verflüssigt werden.

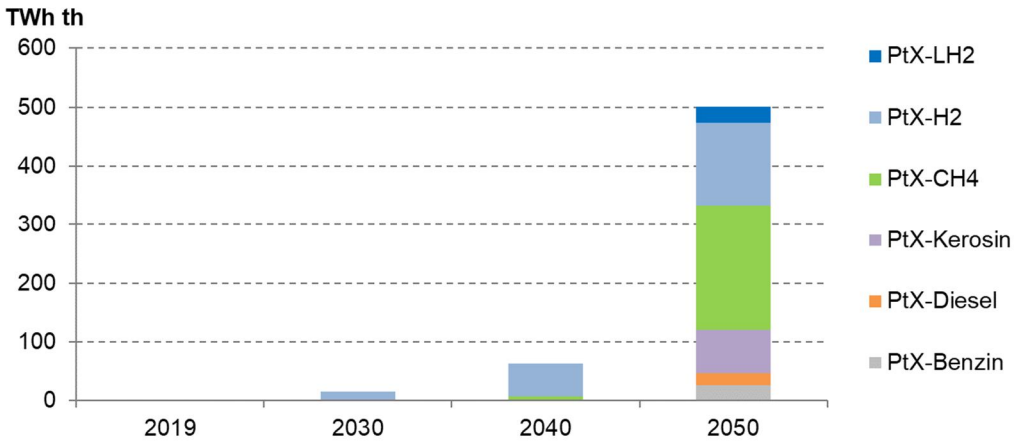


Abbildung A.18: Endverbrauch von PtX-Energieträgern in Deutschland bis 2050

Die Erzeugung dieser PtX-Energieträger erfolgt jedoch nahezu vollständig im europäischen Ausland. Die Modellrechnungen zeigen, dass die inländische Erzeugung im Jahr 2030 40 %, im Jahr 2040 33 % und im Jahr 2050 nur 2 % des gesamten PtX-Verbrauchs ausmacht. Das bedeutet, dass Deutschland ab 2030 auf Importe aus dem europäischen Ausland angewiesen ist, was sich bis 2050 zu einer fast vollständigen Abhängigkeit ausweitet. Kurz- und mittelfristig wird PtX-Wasserstoff vor allem aus Schweden geliefert (8,2 TWh im Jahr 2030, 41,9 TWh im Jahr 2040), einem Land, das über große Windressourcen verfügt. Im Jahr 2050 kommen weitere Importländer hinzu, aus denen neben PtX-Wasserstoff noch weitere PtX-Energieträger importiert werden. Dennoch bleibt Schweden der Hauptlieferant und liefert 84,2 TWh PtX-Wasserstoff, 65,8 TWh PtX-Kerosin, 20,5 TWh PtX-Diesel und 12,0 TWh PtX-Benzin. Die Nachfrage nach PtX-CH_4 wird durch Importe aus elf Ländern gedeckt, wobei die größten Exporteure Italien (56,8 TWh), Dänemark (32,8 TWh), Portugal (27,0 TWh), Griechenland (19,6 TWh), Norwegen (19,0 TWh), Polen (17,2 TWh), Ungarn (14,5 TWh) und Spanien (13,6 TWh) sind.

Insgesamt verbraucht Deutschland 33 % aller PtX-Energieträger, die im Jahr 2050 in Europa produziert werden.

Die Endverbrauchssektoren zeigen unterschiedliche Dekarbonisierungsstrategien: Verkehr mit massivem Einsatz von PtX-Kraftstoffen, Wärmesektor mit Hilfe von PtH

Die Untersuchung der Bewegungen innerhalb der Endverbrauchssektoren ermöglicht ein umfassenderes Verständnis der oben dargestellten Ergebnisse. Abbildung A.19 zeigt die Anteile einzelner Energieträger am Gesamtenergieverbrauch im Verkehrssektor (links), in der Wärmeerzeugung (Mitte) und in den Industrie- und Landwirtschaftssektoren (rechts) in Deutschland bis zum Jahr 2050.

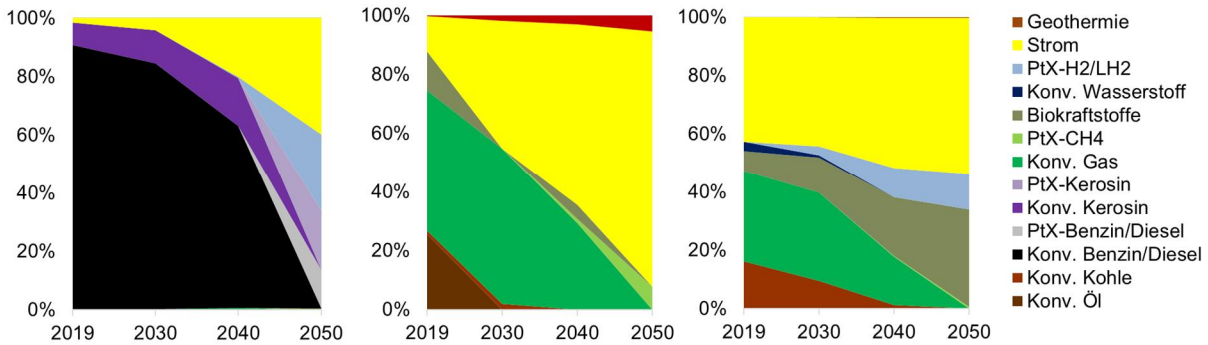


Abbildung A.19: Anteil der Endenergiebedarfe nach Energieträger für den Verkehrssektor (links), die Wärmeerzeugung (mittel) und Industrie- und Landwirtschaftssektoren (rechts) in Deutschland bis 2050

Für den Verkehrssektor (Abbildung A.19, links) zeigt sich, dass konventionelle Energieträger wie Benzin, Diesel und Kerosin bis nach 2030 weiter eine bedeutende Rolle spielen. Auch im Jahr 2040 werden noch rund 75 % des deutschen Energieverbrauchs im Straßenverkehr durch fossile Kraftstoffe gedeckt. Dieser Mangel an CO_2-Minderung ist eine Folge der vergleichsweise hohen Vermeidungskosten im Vergleich zu anderen Sektoren, welche CO_2 früher und stärker mindern. Der Verkehrssektor hingegen reduziert erst zwischen 2040 und 2050 durch einen zügigen Ausstieg aus konventionellen Kraftstoffen die verbleibenden 45 % des Emissionsniveaus von 2019.

Ersetzt werden die konventionellen Kraftstoffe vor allem durch PtX-Kraftstoffe, die im Straßenverkehr sowie im Luftverkehr und der Schifffahrt innerhalb von zehn Jahren einen Anteil von 38 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor erreichen. Insbesondere grüner Wasserstoff erweist sich neben Strom als eine vielversprechende CO_2-neutrale Option für den Straßenverkehr (gasförmig für PKW und LNF, flüssig für LKW). Die Modellergebnisse zeigen, dass die deutsche Fahrzeugflotte im Jahr 2050 zu 55 % aus Elektrofahrzeugen und zu 30 % aus Wasserstoff-Brennstoffzellen besteht. Die

restlichen 15 % sind Plug-In Hybride, die mit PtX -Benzin zusammen mit Strom betrieben werden.[25] Im Luftverkehr wird der gesamte konventionelle Kerosinbedarf durch Importe vom PtX-Kerosin aus integrierten Fischer-Tropsch-Anlagen ersetzt. Gleiches gilt für den zusätzlichen Benzin- und Dieselbedarf, der vor allem durch Schiffe, Busse und Zweiräder entsteht. Biokraftstoffe spielen im deutschen Verkehrssektor keine bedeutende Rolle und tragen stattdessen zur Dekarbonisierung des Wärme- und Industriesektors bei.

Für die Industrie- und Landwirtschaftssektoren ist der Endverbrauchsanteil des übergeordneten Brennstofftyps, wie in Kapitel A.4.2 dargestellt, durch die exogen definierten Pfade gegeben. Das Modell kann diese Sektoren jedoch dekarbonisieren, indem konventionelle Energieträger durch umweltfreundlichere Alternativen ersetzt werden (siehe Kapitel A.3.1 Abbildung A.19 (rechts) zeigt zwei klare Dekarbonisierungsstrategien, die sich aus der Systemoptimierung im Szenario "Europa Autark" ergeben: (i) eine schrittweise Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Bio-Alternativen und (ii) die Substitution von CO_2-intensivem grauen Wasserstoff durch grünen Wasserstoff über PtX (z. B. für die Verwendung in der chemischen Industrie). In der Industrie nimmt der Anteil von PtX-Wasserstoff am Gesamtenergieverbrauch zu und steigt von 3 % im Jahr 2030 (15 TWh) auf 12 % im Jahr 2050 (73 TWh).

Im Wärmesektor führt eine drastische Umstellung von gasbetriebenen auf elektrische Heizungen (siehe Abbildung A.19, Mitte) zu einem Rückgang der CO_2-Emissionen um 70 % bis 2030. Die Elektrifizierung erreicht bis 2030 einen Anteil von 43 % am gesamten Endenergieverbrauch der deutschen Wärmeerzeugung und verdoppelt sich bis 2050 auf 87 %.

PtH-Technologien werden sowohl in der Fernwärme als auch in der individuellen Wärmeversorgung bereits früh eingesetzt, wie in Abbildung A.20 bzw. Abbildung A.21 gezeigt. Konkret sind im Jahr 2030 in deutschen Fernwärmenetzen 12,7 GW_{th}[26] an Heizstäben installiert, die primär in den Stunden mit den höchsten Bedarfsspitzen genutzt werden. Bis 2040 steigt die installierte Leistung auf 22,8 GW_{th} und die Erzeugung erreicht 19,6 TWh_{th} (entspricht 12 % der gesamten Fernwärmeerzeugung). Der Großteil (76 %) der Fernwärmeversorgung im Jahr 2040 wird weiterhin überwiegend durch konventionelles Gas gedeckt (siehe Abbildung A.19 zusammen mit Abbildung A.20). Obwohl die installierte Leistung bis 2050 unverändert bleibt, vervierfacht sich die Wärmeerzeugung mit Heizstäben auf 82 TWh_{th}. Der verbleibende Fernwärmebedarf wird durch geothermische Großwärmepumpen (15 TWh_{th}) sowie mit PtX-CH_4 betriebene Gasheizwerke (37 TWh_{th}) gedeckt.

[25] Die Ergebnisse der gesamten Jahresverkehrsnachfrage nach Antriebsart für die verschiedenen Fahrzeugsegmente (PKW, LNF, LKW) sowie für die gesamte Fahrzeugflotte in Deutschland bis 2050 befinden sich im Band III des Kompetenzzentrums [9].

[26] Bei den Heizstäben sind die thermischen und elektrischen Leistungen nahezu identisch, da ein Wirkungsgrad von 99 % angenommen wird (siehe [3]).

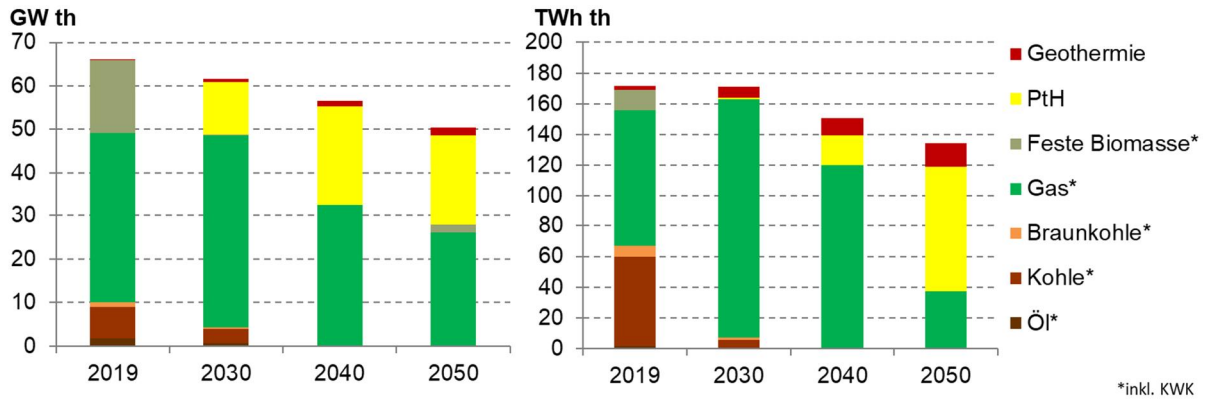


Abbildung A.20: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) von Wärmeerzeugungstechnologien für Fernwärme in Deutschland bis 2050

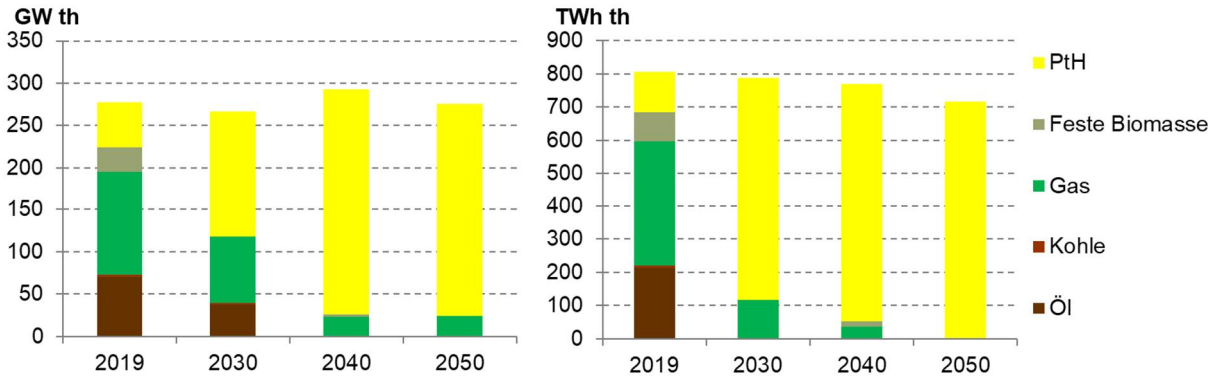


Abbildung A.21: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) von Wärmeerzeugungstechnologien für individuelle Wärme (inkl. Klimatisierung und Kochen) in Deutschland bis 2050

Wie in Kapitel A.3.1 erläutert, decken die in Abbildung A.21 dargestellten einzelnen Wärmekapazitäten und -erzeugungsmengen den Wärmebedarf in Deutschland für die Raum- und Warmwasserheizung für Haushalte, GHD, Industrie und Landwirtschaft sowie den Kühl- und Kochbedarf für Haushalte und GHD. PtH, angetrieben durch die Einführung elektrischer Wärmepumpen, dominiert die Wärmeerzeugung: Zwischen 2019 und 2030 werden über 30 GW_{el}/ca. 131 GW_{th}[27] elektrische Wärmepumpen in Kombination mit 52 GW thermischen Speichern installiert, die über 670 TWh_{th} Raumwärme und Warmwasser erzeugen. Wie in Abbildung A.16 zu sehen ist, benötigt der Wärmesektor über 170 TWh Strom, welcher fast vollständig von Wärmepumpen verbraucht wird. Die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen bleibt von 2030 bis 2050 nahezu konstant. Allerdings steigt der Stromverbrauch weiter an, da zusätzliche PtH-Technologien wie elektrische Klimaanlagen und elektrische Öfen hinzukommen. Bis 2050 wird der gesamte Wärmebedarf in Deutschland, der nicht durch Fernwärme versorgt wird, durch PtH-Technologien gedeckt.

[27] Basierend auf dem durchschnittlichen Jahresarbeitszahl (siehe Kapitel A.4.2).

Insgesamt erweist sich die direkte Nutzung von Strom bei der Minimierung der Gesamtsystemkosten als vorteilhaft gegenüber der indirekten Nutzung von Strom. Es zeigt sich, dass PtX-Energieträger erst dann genutzt werden, wenn eine direkte Elektrifizierung technisch nicht oder nur zu prohibitiven Kosten möglich ist. Neben PtX tragen auch biogene Energieträger zu einer langfristigen tiefgreifenden Dekarbonisierung bei, sodass diese bis 2050 in allen drei Sektoren 15 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland decken.

A.5.2 Ergebnisse aus der Dispatch-Optimierung für das „Europa Autark“ Szenario mit Fokus auf Deutschland

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Dispatch-Optimierung vorgestellt. Die in Kapitel A.5.1 dargestellten Ergebnisse zu installierten Kapazitäten werden in diesem Modellierungsansatz exogen vorgegeben, um ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung optimieren zu können (siehe Kapitel A.3.1). Dadurch kann die stündliche Dynamik zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern im Detail betrachtet werden. Insbesondere werden die Strommarktbedingungen in Deutschland für zwei Wochen im Jahr 2050 dargestellt, um ein tieferes Verständnis für den Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen zu erhalten. Es werden sowohl die stündlichen Strompreise als auch die jährlichen PtX-Preise im Jahr 2050 in Deutschland untersucht.

Untersuchung von zwei Wochen in verschiedenen Jahreszeiten mit unterschiedlicher Flexibilität

Abbildung A.22 und Abbildung A.23 zeigen die Dispatch-Ergebnisse der ersten Märzwoche bzw. der zweiten Novemberwoche im Jahr 2050 in Deutschland. Die Fläche oberhalb der x-Achse, d. h. die positive GW-Fläche, zeigt die stündlichen Strommengen der verschiedenen Stromanbieter (durch Erzeugung sowie positive Flexibilität). Die schwarze Linie zeigt den entsprechenden Strompreis[28] in Deutschland unter den gegebenen Marktbedingungen innerhalb einer bestimmten Stunde. Der Bereich unterhalb der x-Achse, d. h. der negative GW-Bereich, zeigt die stündlichen Strommengen der verschiedenen Stromabnehmer. In diesem Fall gibt es eine klare Grundlastnachfrage (die roten und blauen Flächen) für z. B. Beleuchtung, IKT, mechanische Prozesse und Prozesswärme, die exogen für die Sektoren Industrie, HH und GHD vorgegeben wird (siehe Kapitel A.4.2).

[28] Der gezeigte Strompreis entspricht den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung und kann als Spotpreis interpretiert werden.

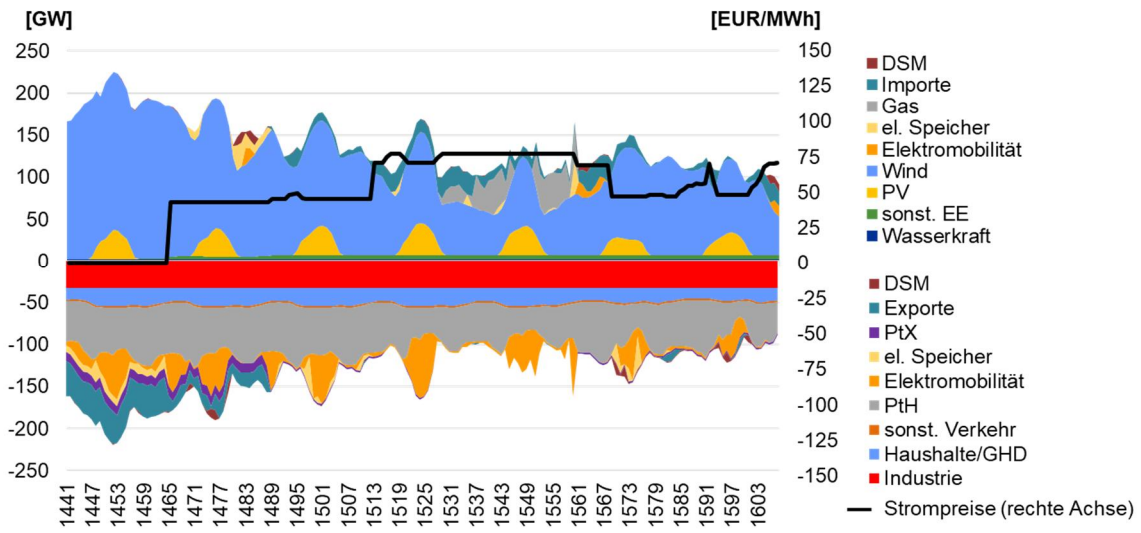


Abbildung A.22: Ergebnisse zur stündlichen Stromerzeugung (+GW, inkl. Importe), Stromverbrauch (-GW, inkl. Exporte) und Strompreise für eine Woche im März (d61-d67) in Deutschland im Jahr 2050

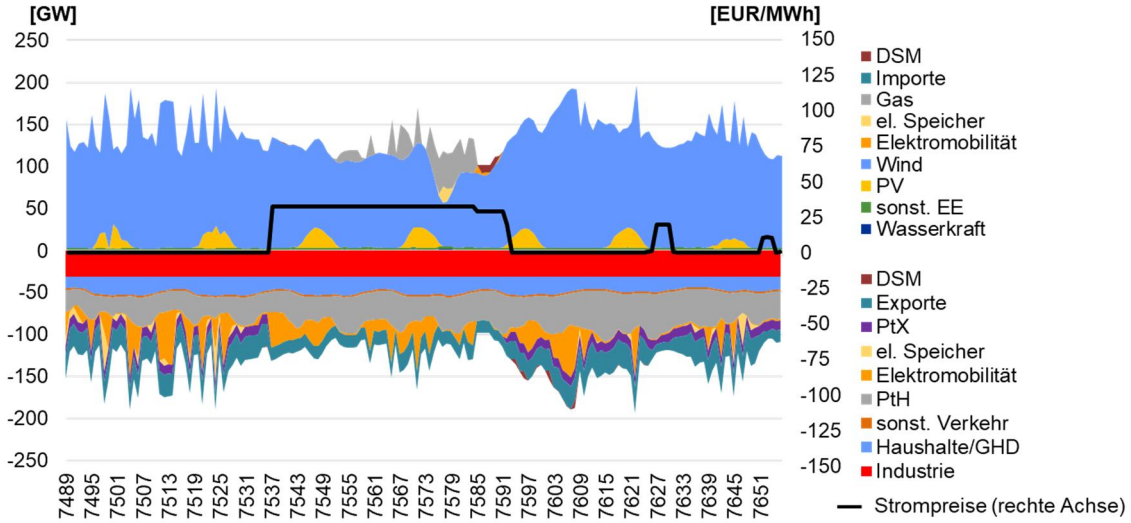


Abbildung A.23: Ergebnisse zur stündlichen Stromerzeugung (+GW, inkl. Importe), Stromverbrauch (-GW, inkl. Exporte) und Strompreise für eine Woche im November (d313-d319) in Deutschland im Jahr 2050

Flexibilitätsoptionen reagieren auf Veränderung der EE-Einspeisung

Wie in Abbildung A.22 zu erkennen ist, gibt es eine Korrelation zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen. In den ersten paar Tagen der Märzwoche führen starke Windverhältnisse in Kombination mit hoher Sonneneinstrahlung zu einem hohen Bedarf an negativer Flexibilität. Nahezu alle Flexibilitätsoptionen kommen zum Einsatz, um das Stromsystem zu entlasten, während zusätzlich Strom exportiert wird. Im weiteren Verlauf der Woche nimmt die EE-Erzeugung jedoch ab. Wie im unteren Bereich von Abbildung A.22 zu sehen ist, wechselt

der stationäre Speicher vom Stromabnehmer zum Stromanbieter, während der Stromverbrauch von PtX-Anlagen deutlich abnimmt.

Am vierten und fünften Tag der Woche sind die Windverhältnisse am schlechtesten, so dass Gaskraftwerke eingeschaltet werden müssen, um die Grundlast zu decken. Obwohl die Stromnachfrage von PtH-Technologien und Elektrofahrzeugen teilweise unflexibel ist (z. B. in Bezug auf den Fahr- oder Heizbedarf), können sie ihren Verbrauch dennoch teilweise in die Stunden verschieben, in denen EE-Strom erzeugt wird. So erreicht z. B. die Winderzeugung zwischen den Stunden 1528 und 1543 ihren Tiefpunkt. Dies führt dazu, dass der Stromverbrauch von elektrischen Heizungen deutlich zurückgeht, während Elektrofahrzeuge die Entnahme von Strom fast vollständig einstellen. Ein abruptes Ansteigen der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in Stunde 1544 hat zur Folge, dass sowohl Elektrofahrzeuge als auch PtH-Technologien die Stromentnahme wieder erhöhen. Gegen Ende der Woche verbessern sich die Windverhältnisse, erreichen aber nicht mehr das gleiche Niveau wie zu Beginn der Woche. Dies hat zur Folge, dass zusätzliche Flexibilitätsoptionen, wie stationäre Batteriespeicher und DSM, nur begrenzt eingesetzt werden. Nichtsdestotrotz folgt der Strombezug von Elektrofahrzeugen weiterhin der PV-Erzeugung, während das Lastprofil von PtH-Technologien mit der Erzeugungsstruktur der Windkraftanlagen korreliert (z. B. zwischen den Stunden 1575 und 1595).

PtX wird überwiegend dann eingesetzt, wenn der Strompreis in Deutschland nahe Null ist

Weitere Erkenntnisse können gewonnen werden, wenn genauer untersucht wird, welche Flexibilitätsoptionen unter welchen Marktbedingungen eingesetzt werden. Insbesondere die Elektrolyseure werden in den Stunden betrieben, in denen das Windaufkommen am höchsten ist und somit die Strompreise nahe Null liegen. Dieser Effekt ist in Abbildung A.23 deutlich zu erkennen: Während der ersten beiden Tage (Stunden 7489-7537) treiben die volatilen Windverhältnisse die Strompreise nach unten und lassen fast alle Flexibilitätsoptionen hochfahren, einschließlich PtX. Ab der Stunde 7537 führt jedoch eine Verringerung der Stromerzeugung aus Wind zu einem abruten Anstieg des Strompreises von 0,5 EUR/MWh auf 32 EUR/MWh. Dies hat zur Folge, dass die PtX-Anlagen ihren Betrieb einstellen. Allerdings herrschen ab Stunde 7591 wieder attraktivere Windverhältnisse, was zu einem Rückgang des Strompreises und einer Wiederaufnahme der PtX-Erzeugung führt.

Wärmepumpen nutzen thermische Speicher, um auf Strompreissignale reagieren zu können

Anhand der Abbildung A.22 und Abbildung A.23 lässt sich nur schwer erkennen, inwieweit die PtH-Technologien in der Lage sind, von dem Wärmelastprofil abzuweichen, um Flexibilität für das Stromsystem zu gewährleisten. Daher bietet Abbildung A.24 einen Einblick in den Wärmemarkt für die zweite Hälfte der Märzwoche (links) sowie für die zweite Hälfte der Novemberwoche (rechts). Der rote Bereich zeigt die stündliche Nachfrage nach individueller Heizung, d. h. Raumheizung und Warmwasserbereitung, die nicht durch Fernwärme abgedeckt wird. Die graue Linie zeigt die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen, die rote Linie die Wärmeversorgung durch thermische Speicher. Die gestrichelte schwarze Linie stellt die Ergebnisse zu den stündlichen Strompreisen dar.

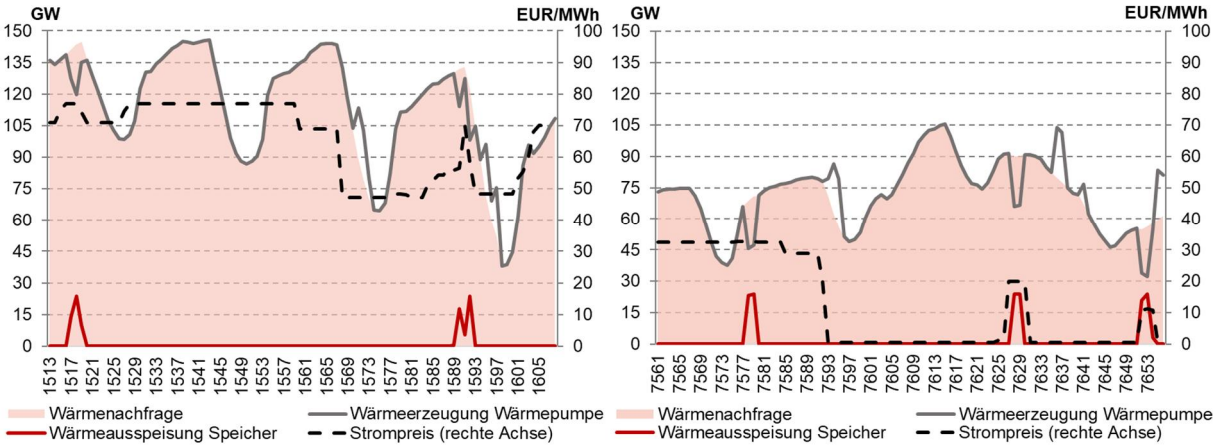


Abbildung A.24: Nachfrage für individuelle Wärme gegenüber der Wärmeerzeugung aus der Wärmepumpe, der Ausspeisung aus thermischen Speichern und die stündlichen Strompreise (rechte Achse) für die 2. Hälfte der Märzwoche in Abbildung A.22 (d64-d67, links) und für die 2. Hälfte der Novemberwoche in Abbildung A.23 (d316-d319, rechts)

Die linke Seite von Abbildung A.24 ist repräsentativ für eine Situation mit vergleichsweise hohem Wärmebedarf und eher durchschnittlicher EE-Erzeugung (siehe Abbildung A.22). Die PtH-Technologien laufen also mit begrenzter Flexibilität, da die Strompreise über die vier Tage hinweg relativ hoch bleiben. In den Stunden 1517, 1589 und 1591 veranlasst ein kurzfristiger Anstieg des Strompreises die Wärmepumpen jedoch dazu, ihre Erzeugung zu reduzieren und stattdessen werden die thermischen Speicher zur Deckung der Wärmebedarfspitzen genutzt.

Andererseits zeigt die rechte Seite von Abbildung A.24 ein Beispiel für mehrere Tage mit stark unterschiedlicher Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien (siehe Abbildung A.23) und vergleichsweise geringem Wärmebedarf. Am ersten dargestellten Tag führt die eingeschränkte Wind- und PV-Erzeugung zu hohen Strompreisen. Auch hier wird die thermische Speicherung genutzt, um den Stromverbrauch in diesen Stunden zu senken. An den folgenden drei Tagen steigt die EE-Erzeugung jedoch deutlich an, was zu einem Rückgang der Strompreise führt. In diesen Stunden sind die PtH-Technologien in der Lage, am flexibelsten zu arbeiten und auf marginale Änderungen des

Strompreises zu reagieren. Darüber hinaus führen längere Zeiträume mit Strompreisen nahe Null dazu, dass Wärmepumpen regelmäßig in thermische Speicher einspeisen, um den Verbrauch von günstigerem Strom zu maximieren (z. B. in den Stunden 7593-7596 und 7637-7640).

Elektrofahrzeuge bieten in erster Linie negative Flexibilität durch die Verschiebung des Ladevorgangs

Elektrofahrzeuge benötigen allein für ihre Fahrleistung eine große Menge an Strom, die für Deutschland im Jahr 2050 127 TWh beträgt. Dies entspricht einem Durchschnitt von etwa 350 GWh pro Tag, um den exogen definierten Kilometerbedarf der Fahrzeuge decken zu können (siehe Abbildung A.10 in Kapitel A.4.2). Da das Ladeprofil jedoch endogen durch das Modell optimiert wird (unter Berücksichtigung der exogenen Fahrprofile), können die Fahrzeuge durch eine Verschiebung des Ladevorgangs Flexibilität bereitstellen. Dies wird besonders in den ersten Tagen von Abbildung A.23 deutlich: Ein geringer Stromverbrauch von PtH-Technologien in Kombination mit hohen Windverhältnissen schafft die Möglichkeit für Elektrofahrzeuge Strom während volatiler Windspitzen zu beziehen. In Zeiten mit höherem PtH-Verbrauch und geringerer Winderzeugung, z. B. an den Tagen 3-7 in Abbildung A.22, folgt das Laden von Elektrofahrzeugen der Erzeugung aus PV-Anlagen.

Neben der reinen Verschiebung des Ladebedarfs sind Elektrofahrzeuge aber zusätzlich noch dazu in der Lage, sowohl positive als auch negative Flexibilität für das Stromsystem bereitzustellen (durch bidirektionales Laden, analog zu einer stationären Batterie). Im Rahmen dieser Analyse wird jedoch angenommen, dass diese zusätzliche Flexibilität über einen Tag hinweg ausgeglichen sein muss, d. h. die Ein- und Ausspeisung kann nur innerhalb von 24 Stunden verschoben werden.[29] Wie in den obigen Abbildungen zu sehen ist, wird nur ein begrenztes Maß an positiver Flexibilität durch Elektrofahrzeuge bereitgestellt (z. B. in Stunde 1483 im März oder Stunde 7585 im November), vorwiegend in Stunden mit größeren Schwankungen in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Somit liegt die von Elektrofahrzeugen gebotene Flexibilität nicht in der batterieähnlichen Verschiebung von Strom, sondern in der optimierten Aufladung des für den Betrieb des Fahrzeugs erforderlichen Strombedarfs.

Hoher Einsatz der Flexibilität von Elektrofahrzeugen glättet die stündliche Strompreisvariabilität über die einzelnen Tage

Wie aus den obigen Abbildungen ersichtlich wird, gibt es Phasen, in denen der modellierte stündliche Strompreis über mehrere Stunden hinweg konstant bleibt. Dies ist sogar häufig über einen ganzen Tag hinweg der Fall, trotz stündlicher Veränderungen in der Erzeugungs- oder Verbrauchsstruktur. Das kann hauptsächlich durch die Abbildung der durch Elektrofahrzeuge bereitgestellten Flexibilität im Modell erklärt werden. So muss im Modell die Gesamtmenge des von Elektrofahrzeugen über einen Tag dem Netz entnommenen Stroms mindestens den exogen definierten täglichen Fahrbedarf decken. Der Stromverbrauch der Elektrofahrzeuge kann also nicht flexibel von einem Tag auf den anderen

[29] Dies bedeutet, dass die in den Speicher eingespeiste Strommenge abzüglich der aus dem Speicher entnommenen Strommenge bei der Summierung über einen Zeitraum von 24 Stunden der für das Fahren benötigten Menge entsprechen muss.

verschoben werden, wie dies bei PtH in Kombination mit thermischen Speichern der Fall ist (siehe Abbildung A.24).[30] Da jedoch die stündliche Einspeisung über den Tag endogen optimiert werden kann, ist das Modell in der Lage, die Nachfrage von Elektrofahrzeugen entsprechend der Verfügbarkeit erneuerbarer Erzeugung zu verschieben, wie im obigen Absatz erläutert. Infolgedessen kann sich der Strompreis an einem bestimmten Tag an den niedrigsten Durchschnittspreis ausrichten, der unter Einsatz der maximalen Flexibilität von Elektrofahrzeugen erzielt werden kann.

Im Jahr 2050 sind immer noch über 1500 Stunden mit Strompreisen unter 1 EUR/MWh, Spitzenpreis erreicht fast 400 EUR/MWh

Die linke Seite von Abbildung A.25 zeigt die stündlichen Strompreise sowie die Preisdauerlinie für Deutschland im Jahr 2050. Aufgrund der hohen Last der elektrischen Wärmerzeugung und der Variabilität der erneuerbaren Energien schwankt der stündliche Strompreis in den Wintermonaten stark und springt innerhalb weniger Stunden z. B. von unter 50 EUR/MWh auf fast 400 EUR/MWh. In den Sommermonaten resultiert der niedrigere Wärmebedarf und höhere Sonneneinstrahlung in einer deutlich veränderten stündlichen Preisstruktur. Hier führt ein Überangebot an erneuerbaren Energien dazu, dass der Preis über lange Zeiträume sehr niedrig ist und teilweise nahe oder auf Null absinkt.

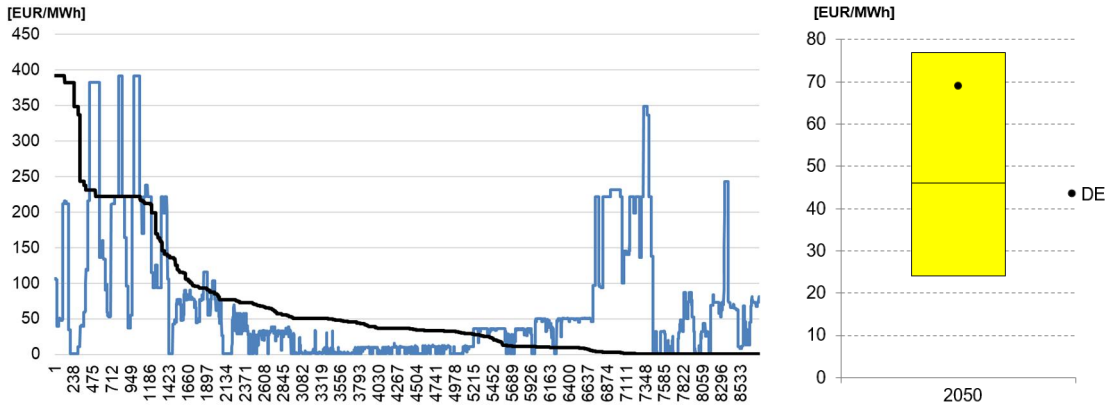


Abbildung A.25: Ergebnisse zu der Strompreiszeitreihe und der Strompreisdauerlinie aus der Dispatch-Optimierung für Deutschland im Jahr 2050 (links); Spannweite des durchschnittlichen Strompreises in Europa im Jahr 2050 (rechts)

Dies spiegelt sich in der Preisdauerlinie wider, die sowohl lange Phasen mit Preisen bei null, als auch längere Phasen mit sehr hohen Preisniveaus von über 200 EUR/MWh aufweist. In 240 Stunden des Jahres liegt der Preis sogar über 350 EUR/MWh. Diese Preisspitzen stehen in Verbindung mit dem Einsatz von Backup-Gasturbinen, die entweder mit Biogas oder PtX-Gas betrieben werden und die nur

[30] Diese Annahme trifft nicht notwendigerweise auf die Realität zu, sondern stellt eine Vereinfachung dar, um das Modell lösbar zu machen. Im Modell muss die Stromentnahme an einem Tag dem Stromverbrauch für das Fahren plus für den Strom, der als positive Flexibilität über bidirektionales Laden angeboten wird, entsprechen.

während längerer Dunkelflauten oder sehr hoher Nachfragespitzen zum Einsatz kommen. Andererseits zeigt die Preisdauerlinie in Abbildung A.25 (links) auch, dass in über 1500 Stunden im Jahr Preise nahe Null auftreten. Sommermonate mit geringer PtH-Nachfrage und häufiger PV- und Winderzeugung treiben die Preise so weit nach unten, dass die Preise nur die jährlichen, sehr niedrigen Betriebskosten der EE- Anlagen widerspiegeln. Im Jahresdurchschnitt liegt der Strompreis 2050 bei ca. 70 EUR/MWh (siehe Abbildung A.25, rechts). Im europäischen Vergleich ist das Preisniveau in Deutschland hoch: Deutschland befindet sich im oberen Viertel der Preisskala. Niedrigere Durchschnittspreise sind vor allem in Regionen mit kostengünstigeren EE-Potenzialen zu finden, wie z. B. in Skandinavien und Südeuropa.

A.6. Ergebnisse aus der TIGER-Gasinfrastrukturmodellierung

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

HIGHLIGHT BOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE DES KAPITELS

- Bis 2040 erfolgt ein deutlicher Rückgang der Nachfrage nach konventionellem Erdgas in Deutschland, bei gleichzeitig steigender Bedeutung des deutschen Gasnetzes für innereuropäische Gastransite. Die Gesamtauslastung des deutschen Gastransportnetzes sinkt durch die steigenden Transitvolumina im gleichen Zeitraum jedoch kaum.
- Einzelne Stränge, wie etwa die Gasimportleitungen aus Norwegen, sind durch den Rückgang der Gasimporte aus Norwegen bereits ab 2030 niedrig ausgelastet, was eine Umrüstung für den Transport von reinem Wasserstoff ermöglichen würde.
- Die Simulationsrechnungen zeigen, dass die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz im untersuchten Dekarbonisierungsszenario eine geringe Rolle spielt. Erst im Jahr 2040 wird in Deutschland Wasserstoff zu einem Anteil von 5,7 vol.-% ins Erdgasnetz eingespeist.
- Aus Gasnetzperspektive könnte eine gezielte Beimischung von PtX-Wasserstoff an Standorten mit hohem Erdgasbedarf und perspektivisch aufkommendem Wasserstoffbedarf erfolgen. Eine solche Verteilung der PtX-Kapazität ist jedoch aus Stromnetzperspektive nicht notwendigerweise effizient und könnte dort wiederum zur Verschärfung von Netzengpässen beitragen.
- Langfristig erweist sich der Aufbau eines dedizierten Wasserstoffnetzes als sinnvoll. Inwieweit dafür bestehende Erdgasleitungen umgestellt werden können, erfordert hochaufgelöste regionale Analysen, um lokale Spezifika zu berücksichtigen.

In diesem Abschnitt werden die Kernergebnisse der im Rahmen des Kompetenzzentrums durchgeführten Gasinfrastrukturmodellierung dargestellt.

Die fortschreitende Dekarbonisierung des europäischen Energiesystems in den Jahren zwischen 2025 und 2040 hat einen deutlichen Rückgang der Nachfrage nach Gas[31] aus dem Gasnetz zur Folge. Getrieben durch eine verstärkte Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Industrieprozessen (vgl. Kapitel A.5.1) halbiert sich der Gasverbrauch in Deutschland nahezu, von 879 TWh im Jahr 2019 auf rund 456 TWh im Jahr 2040. In der EU als Ganzes sinkt der Gasverbrauch noch deutlicher, von 4.331 TWh auf 1.443 TWh.

Steigende Bedeutung des deutschen Gasnetzes für innereuropäische Gastransite

Trotz der deutlich sinkenden Gasnachfrage in Deutschland und Europa verändern sich die durch das deutsche Gasfernleitungsnetz geleiteten Gasmengen nur geringfügig. Die Gasflüsse über Grenzübergangspunkte nach Deutschland steigen von rund 1.322 TWh im Jahr 2019 auf 1.533 TWh im Jahr 2025 und sinken bis 2040 erneut auf ca. 1.294 TWh.

Durch die Inbetriebnahme von Nord Stream 2, bei gleichzeitig fortschreitendem Rückgang der Produktion in Nordwesteuropa, vor allem in Großbritannien und den Niederlanden, steigt die Bedeutung des deutschen Gasnetzes für den innereuropäischen Gastransit. Nach 2030 nehmen insbesondere die Transite in Richtung Nordwesteuropa stark zu, während die Importe aus den Niederlanden zurückgehen. Die Flüsse in Richtung Ost- und Südosteuropa bleiben stabil auf einem hohen Niveau (vgl. Abbildung A.26 und Abbildung A.27). Durch die direkte Anbindung an Russland über die Pipelines Nord Stream und Nord Stream 2 entwickelt sich Deutschland somit zur Drehscheibe für russische Gasexporte in die EU. Der gleichzeitige Rückgang der Gasproduktion in Westeuropa führt dazu, dass die Bedeutung Russlands für die deutsche Gasversorgung nochmal erheblich zunimmt. Im Jahr 2040 stammt über 90 % des nach Deutschland importierten Erdgas aus Russland. Aufgrund dessen sind auch im Jahr 2040 noch signifikante Pipelinekapazitäten erforderlich, um die oben beschriebenen Gastransite zu ermöglichen. Nichtsdestotrotz gibt es möglicherweise Spielraum, einzelne, wenig ausgelastete Leitungen für den Transport von reinem Wasserstoff umzurüsten. So gehen z. B. bereits bis zum Jahr 2030 die Gasflüsse aus Norwegen stark zurück, was durch zusätzliche Lieferungen aus Russland kompensiert wird. Möglicherweise könnten dadurch bereits im Jahr 2030 erste Pipelines aus Norwegen auf die Belieferung von reinem Wasserstoff umgestellt werden und damit auch bis nach NRW Wasserstoff liefern. Diese Möglichkeit ist jedoch abhängig vom Aufbau von Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten in Norwegen und in der Nordsee. Die Grenzübergangspipelines zwischen Deutschland und den Niederlanden werden bis einschließlich 2030 noch zu einem hohen Grad für den Austausch von Gas ausgelastet. Nach 2030 sinkt die Nutzung der Pipelines jedoch signifikant, was die Möglichkeit zur Umstellung der Leitungen auf Wasserstoff ermöglicht. Aufgrund der hohen Dichte des Pipelinenetzes in den angrenzenden Regionen in Deutschland und den Niederlanden bei gleichzeitig

[31] Die Bezeichnung Gas steht in diesem Unterkapitel zusammenfassend für fossiles Erdgas, synthetisches Methan (PtX-CH_4), Biomethan und beigemischten Wasserstoff.

zurückgehenden Auslastungen der Gasleitungen, birgt die Region ein großes Potenzial für die Umstellung auf Wasserstoff.

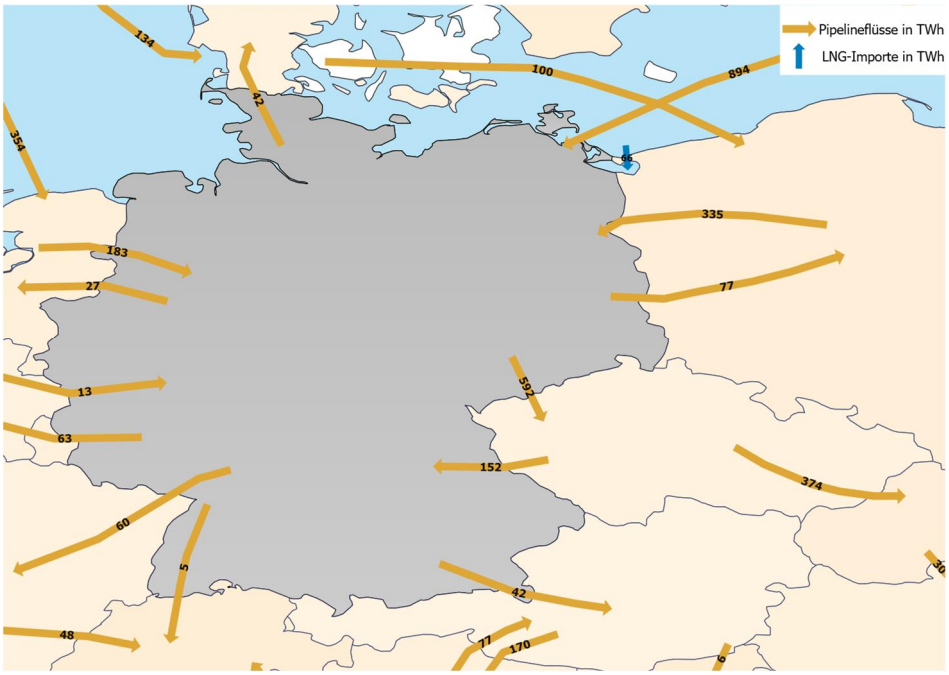


Abbildung A.26: Grenzüberschreitende Gasflüsse im Jahr 2030

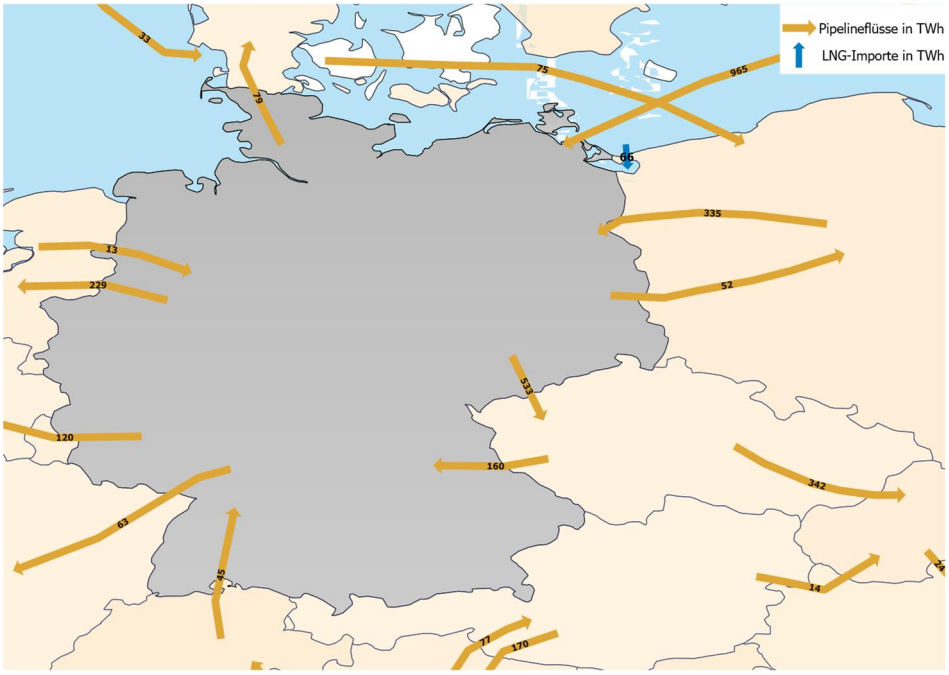


Abbildung A.27: Grenzüberschreitende Gasflüsse im Jahr 2040

Die Einspeisung synthetischer Gase konzentriert sich auf Regionen mit hoher Gasnachfrage

Die Einspeisung von synthetischen Gasen in das Gasnetz findet im modellierten Szenario erst ab dem Jahr 2040 statt. Eingespeist wird ausschließlich reiner Wasserstoff. Mit 8,3 TWh pro Jahr sind die Einspeisemengen bezogen auf den Gesamtgasverbrauch gering. Im deutschlandweiten Mittel beträgt der Anteil des eingespeisten Wasserstoffs am Gasmix nur 1,8 % (entspricht 5,7 vol.-%). Die dafür errichtete Elektrolyseur-Kapazität beträgt 3,2 GW.[32]

Abbildung A.28 stellt die Verteilung der PtX-H_2-Einspeisung hinter wichtigen Knotenpunkten im deutschen Gastransportleitungsnetz im Jahr 2040 dar. Hierbei ist zu betonen, dass im Zuge der Gasinfrastrukturmodellierung die PtX-Kapazitäten und somit auch die Einspeisung aus Perspektive des Gasnetzes optimal verteilt wurde. Aus Sicht des Gasfernleitungsnetzes führt die PtX-H_2-Einspeisung in Gasverteilnetzen zu einer Reduktion der Gasabnahme aus dem Fernleitungsnetz. Im Ergebnis bedeutet dies, dass PtX-Kapazitäten vor allem an Netzknoten mit hoher Gasnachfrage platziert werden. Hierzu zählen insbesondere dicht besiedelte, industriell geprägte Regionen in NRW, wie die Kölner Bucht und das Ruhrgebiet, sowie Ballungszentren in Süddeutschland.

Dabei ist zu betonen, dass diese Verteilung aus Sicht der Engpassbewirtschaftung im Gasfernleitungsnetz optimal ist. Beim Stromnetz hingegen ist mit einer Verschärfung des bestehenden Nord-Süd-Engpasses und daher mit einem erhöhtem Netzausbaubedarf zu rechnen. Der Grund dafür ist, dass ein großer Teil der EE-Erzeugung, insbesondere Onshore und Offshore Wind, in Norddeutschland angesiedelt ist, während sich die PtX-Kapazität im Westen und Süden befindet. Bei den hier präsentierten Ergebnissen für das Gasnetz handelt es sich um eine Näherung und nicht um eine global optimale Verteilung, die die Engpässe und Kostenstrukturen beider Netze berücksichtigt. Gleichzeitig spiegelt die Allokation der PtX-H_2-Einspeisemengen die Verteilung von Nachfragezentren von Erdgas wider. Da ein reines Wasserstoffnetz Teil eines langfristigen Energiesystems ist, können die nach dem Erdgasnetz optimal geplanten Platzierungen der PtX-Anlagen als Ankerpunkte eines künftigen Wasserstoffnetzes dienen. Somit können heutige Investitionen in PtX-Anlagen auch langfristig weitergenutzt werden, indem sie übergangsweise in Erdgasleitungen und nach Rückgang der Erdgasnachfrage in ein Wasserstoffnetz einspeisen. Der Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes wurde im Rahmen des Forschungsprojekts nicht näher betrachtet, dennoch weisen die Ergebnisse darauf hin, dass die Entwicklung einer dedizierten Wasserstoffinfrastruktur zur Verbindung von Nachfragezentren und den Produktionsstandorten erforderlich sein wird. Inwieweit dafür einzelne Erdgasleitungen auf Wasserstoff umgerüstet werden können, erfordert tiefergehende regionale Analysen unter Berücksichtigung der lokalen Erdgas- und Wasserstoffbedarfe und -aufkommen.

[32] Nicht enthalten in der installierten Kapazität sind PtX-Anlagen, die Wasserstoff für andere Anwendungen als die Einspeisung ins Erdgasnetz produzieren.

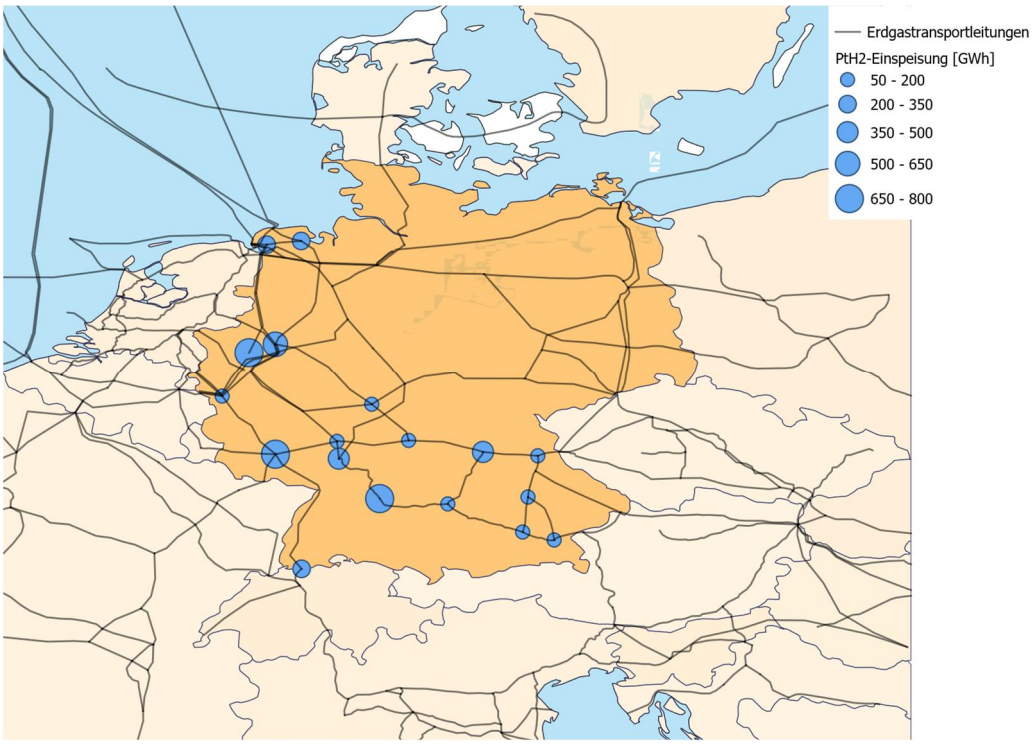


Abbildung A.28: Gasnetz und PtX-H_2-Einspeisung in Deutschland im Jahr 2040

Innerhalb von NRW werden rund 3 TWh Wasserstoff durch PtX-Anlagen erzeugt und in das Gasnetz eingespeist. Die dafür installierte Kapazität beträgt im Jahr 2040 ca. 1 GW. Entsprechend werden fast ein Drittel der in Deutschland aufgebauten PtX-Kapazität zur Gasnetzeinspeisung in NRW errichtet. Im Vergleich zur Gasnachfrage des Bundeslandes im Jahr 2040, die sich auf 130 TWh summiert, ist aber auch hier ein vergleichsweise niedriger Anteil durch synthetisch erzeugten Wasserstoff gedeckt.

Insgesamt sind die in der Gasnetzmodellierung identifizierten Effekte einer PtX-H_2-Einspeisung in Deutschland eher gering. Dies hat jedoch vor allem mit dem Design des untersuchten Dekarbonisierungsszenario zu tun. Unter den für diese Studie gewählten Annahmen (vgl. Kapitel A.4) ergibt sich aus der Gesamtsystemoptimierung, dass es aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht kosteneffektiv ist in größerem Umfang synthetische Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen.

Spezifische Förderinstrumente können die Einspeisung in Gasnetze deutlich erhöhen

Dies bedeutet jedoch nicht, dass es unter anderen Rahmenbedingungen, z. B. über verbindliche, durch den Gesetzgeber vergebene Beimischungsquoten, nicht doch zu einer stärkeren Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Methan kommen könnte. Höhere Einspeisemengen hätten entsprechend größere Auswirkungen auf Gasflüsse und Gaspreise. So zeigen z. B. Schlund &

Schönfisch (2021)[33] die Effekte einer verbindlichen Wasserstoff-Beimischungsquote für bestimmte Verbrauchergruppen im Gassektor. Im Ergebnis zeigt sich ein signifikanter Ausbau der EE- und Elektrolyseur-Kapazitäten zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und synthetischem Methan, bei einem gleichzeitigen, substanziellen Rückgang der Nachfrage nach konventionellem Erdgas. Dies führt folglich zu einem niedrigeren Gaspreis. Parallel führt ein solches Förderinstrument zu einer erheblichen Umverteilung der Wohlfahrt auf den Strom- und Gasmärkten. Während Stromerzeuger von EE-Anlagen als Energielieferanten für PtX-Anlagen bedeutende Gewinne erzielen können, sind Gasendkunden mit einem solchen Instrument schlechter gestellt, da sie zu einem großen Teil die Mehrkosten einer Quote zu tragen haben. Zugleich zeigt sich, dass bei einer europaweiten Quotenverpflichtung regionale Unterschiede auftreten, sodass synthetisch erzeugte Gase vor allem in solchen Ländern produziert und eingespeist werden, in denen günstige EE-Potenziale bestehen. Voraussetzung für das Erreichen einer europaweit effizienten Verteilung der PtX-Kapazitäten bei Einführung einer Wasserstoff-Beimischungsquote ist ein länderübergreifender Zertifikatehandel für erneuerbar hergestellte Gase.

A.7. Ergebnisse der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Energiesystemtechnik (IEK-10)

Der vollständige Inhalt dieses Unterkapitels folgt in dem Bericht-Update im September 2022. In diesem Abschnitt werden die detaillierten Auswirkungen des EWI-Szenarios „Europa Autark“ auf den europäischen und deutschen Strommarkt als auch auf das deutsche Übertragungsnetz untersucht. Anhand von ausgewählten Netznutzungsfällen wird analysiert, inwiefern sich der sich ändernde Strommarkt sowie der zunehmende Einsatz von PtX-Technologien auf das Stromnetz auswirken und ob es dabei zukünftig zu Netzengpässen kommen kann. Ein besonderer Fokus liegt dabei auch auf NRW.

[33] Die Analyse „Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets” [17] ist im Rahmen des Kompetenzzentrums entstanden, verwendet jedoch einen anderen Szenariorahmen als die in diesem Bericht vorgestellten Ergebnisse.

A.8. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

bearbeitet durch: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Die Ergebnisse der durchgeführten Systemanalyse lassen einige interessante Schlussfolgerungen hinsichtlich der Beziehung zwischen Flexibilität und Dekarbonisierung zu. Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Energiesystemmodellierung und Gasinfrastrukturmodellierung sowie aus der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung werden im Folgenden dargelegt.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen aus der Energiesystemmodellierung

Die Szenarioergebnisse zeigen, dass durch den Anstieg des CO_2-Preises die Emissionsreduzierung über die Zeit kostenintensiver wird. In diesem Zusammenhang sind fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger sowie PtH-Technologien kurzfristig im Vorteil, da sie die Emissionen erheblich reduzieren und vergleichsweise geringe CO_2-Vermeidungskosten aufweisen. Zwischen 2019 und 2030 verdoppeln sich die installierten Kapazitäten von Wind- und PV-Stromerzeugungsanlagen in Deutschland, sodass sie im Jahr 2030 einen Anteil von 70 % an der Stromerzeugung erreichen. Gleichzeitig erreichen dezentrale Wärmepumpen in Haushalten und GHD einen Anteil von 50 % an der Leistung. Der Wärmesektor erhöht damit seinen Strombedarf erheblich, der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung bleibt jedoch trotz steigender Stromnachfrage konstant.

Nach dem Jahr 2030 gleichen sich der Anstieg der Stromnachfrage und die Zunahme intermittierenden Stromangebots an, da Elektrofahrzeuge den Straßenverkehr zu dominieren beginnen. Die Entwicklung des CO_2-Preises zeigt jedoch, dass die Nachfrage nach CO_2-neutralen Energieträgern langfristige Investitionen antreibt. Das heißt, dass zwischen 2040 und 2050 erneuerbare Energien zugebaut werden, um die zusätzliche Nachfrage nach PtX-Energieträgern zu bedienen. In Deutschland steigt der Bedarf nach synthetischen Energieträgern nach 2040 massiv an und verachtfacht sich innerhalb von zehn Jahren auf 502 TWh. Die Erzeugung dieser PtX-Energieträger erfolgt jedoch nahezu vollständig im europäischen Ausland. Aufgrund der hohen Konkurrenz durch PtX-Importe sowie anderer Flexibilitätsoptionen kommen Elektrolyseure in Deutschland nur in Stunden mit Strompreisen nahe null zum Einsatz.

Im Jahr 2050 kommen die Flexibilitätsoptionen insbesondere in Situationen mit hoher EE-Einspeisung zum Einsatz, um Erzeugungsspitzen zu glätten. Bei geringen EE-Anteilen können einige Flexibilitätstechnologien dazu dienen, Bedarfslücken zu füllen und den Einsatz von teurer Backup-Kraftwerkskapazität zu vermeiden. Insgesamt erweist sich die direkte Nutzung von Strom bei der Minimierung der Gesamtsystemkosten als vorteilhaft gegenüber der indirekten Nutzung von Strom.

Die folgenden Handlungsempfehlungen lassen sich aus den Szenarioergebnissen ableiten:

- Der Zweck des vorliegenden Szenarios ist die Untersuchung der sektorenübergreifenden Konkurrenzsituation verschiedener Technologien zur kostenminimalen Energieversorgung bei gleichzeitiger Reduzierung der CO_2-Emissionen. Die Ergebnisse zeigen, dass jede der betrachteten Technologien notwendig ist und dabei eine spezifische Rolle zur Erreichung der

CO_2-Neutralität in Europa spielt. Voraussetzung dafür ist, dass Rahmenbedingungen geschaffen werden, die gleiche Wettbewerbsbedingungen der verschiedenen Technologien schaffen und dass Verzerrungen am Markt (z. B. unterschiedliche CO_2-Bepreisung) abgebaut werden. Durch sektoren- und länderübergreifende Dekarbonisierungsmaßnahmen kann das Ziel der CO_2-Neutralität in Europa kosteneffizient erreicht werden.

- Die Ergebnisse zeigen, dass ein europaweiter Handel von PtX-Energieträgern die Erreichung der CO_2-Neutralität zu geringeren Kosten ermöglicht als die Begrenzung auf eine nationale Versorgung. Um den Handel von PtX-Energieträgern zu ermöglichen, sind grenzüberschreitende Regulierungsmaßnahmen und Transportinfrastrukturen notwendig. Die Erzeugung von PtX-Energieträgern sollte vorrangig in den Regionen erfolgen, in denen die günstigsten erneuerbaren Potenziale zur Verfügung stehen, um eine kosteneffiziente Versorgung zu gewährleisten.
- Das Erreichen der Klimaneutralität in einem „energieautarken Europa“, d. h., eine Verwendung von ausschließlich CO_2-neutralen Energieträgern aus europäischer Erzeugung, wird langfristig einen kostenintensiven Ausbau der PtX- und Stromerzeugungstechnologien erfordern. Die Entwicklung eines globalen Marktes und Handels für PtX-Energieträger könnte die Gesamtkosten der Energieversorgung in Europa senken.
- Die Nationale Wasserstoffstrategie setzt in Deutschland Ziele für den Ausbau von Elektrolyseurkapazitäten und Erzeugungsmengen von grünem Wasserstoff. Um diese Ziele zu erreichen, sollten finanzielle Anreizmechanismen für PtX-Technologien noch näher spezifiziert werden. Die Verwendung von PtX-Energieträgern könnte beispielsweise für den Zweck der Kompensation von CO_2-Emissionen und die Verringerung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe gefördert werden. Darüber hinaus können zusätzliche Anreize für die Verwendung von grünem Wasserstoff, z. B. in der Industrie und der Landwirtschaft, den Übergang zu CO_2-neutralen Energieträgern beschleunigen.
- Transparente Marktsignale für die Endverbraucher sind essenziell, um die Flexibilitätspotenziale des Gesamtsystems zu erschließen. Mit der zunehmenden Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen ist es zum Beispiel wichtig, dass Ladestationen in der Lage sind, Informationen über aktuelle Marktbedingungen und den Zustand des Stromnetzes zu erhalten. Die zunehmende Einführung intelligenter Stromzähler ermöglicht die Optimierung von Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern, um Nachfragespitzen abzufedern. Hierfür ist eine entsprechende Regulierung erforderlich.
- Investitionen in innovative, effiziente Technologien müssen sowohl im öffentlichen als auch im privaten Sektor finanziell unterstützt werden. Insbesondere auf der Verbraucherebene ist es wichtig, dass CO_2-neutrale Optionen zugänglich sind.
- Der Schlüssel zum Erreichen der Klimaneutralität liegt in der Zusammenarbeit zwischen Ländern und einem sektorenübergreifenden Ansatz. Die gemeinsame Förderung innovativer Forschung und Entwicklung kann dazu beitragen, Skaleneffekte zu heben und somit Technologien schneller zur Marktreife zu bringen.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen aus der Gasinfrastrukturmodellierung

Bis zum Jahr 2040 erfolgt ein deutlicher Rückgang der Nachfrage nach konventionellem Erdgas in Deutschland, bei gleichzeitig steigender Bedeutung des deutschen Gasnetzes für innereuropäische Gastransite. Die Gesamtauslastung des deutschen Gastransportnetzes sinkt durch die steigenden Transitvolumina im gleichen Zeitraum kaum. Die Simulationsrechnungen zeigen, dass die Beimischung von PtX-Wasserstoff ins Erdgasnetz im untersuchten Dekarbonisierungsszenario eine geringe Rolle spielt. Der Großteil der Wasserstoffnachfrage in Deutschland sollte somit über reine Wasserstoffnetze verteilt werden und erfordert den Aufbau einer dedizierten Infrastruktur. Erst im Jahr 2040 wird Wasserstoff in Deutschland zu einem Anteil von 5,7 vol.-% ins Erdgasnetz eingespeist. Aus Gasnetzperspektive ist eine gezielte Beimischung von PtX-Wasserstoff vor allem an Netzknoten mit hoher Gasnachfrage vorzunehmen, um einen Teil der Nachfrage nach konventionellem Erdgas zu verdrängen, bei gleichzeitiger Einhaltung der Einspeisegrenzwerte. Eine solche Verteilung der PtX-Kapazität ist jedoch aus Stromnetzperspektive nicht notwendigerweise effizient und könnte dort wiederum zur Verschärfung von Netzengpässen beitragen. Aus den Szenarioergebnissen werden die folgenden Handlungsempfehlungen abgeleitet:

- Aus Gasnetzperspektive könnte eine gezielte Beimischung von PtX-Wasserstoff an Netzknoten mit hoher Erdgasnachfrage die Auslastung von Erdgasleitungen reduzieren. Bei der Positionierung von PtX-Anlagen muss jedoch ebenfalls die Einbindung ins Stromnetz berücksichtigt werden, um dort die Entstehung von Netzengpässen zu vermeiden. Ein starker Ausbau von PtX macht eine stärkere Koordination in Planung und Betrieb der Strom- und Gasnetze erforderlich.

- Standorte von PtX-Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz sind häufig in der Nähe zu Industrie- und Ballungszentren mit hoher Erdgasnachfrage und perspektivischem Bedarf an Wasserstoff. Der Aufbau von PtX-Anlagen an solchen Standorten ist daher sowohl aus Gasnachfragesicht als auch aus der Gasinfrastrukturperspektive sinnvoll. Abhängig von der zeitlichen Verteilung der Wasserstoffnachfrage kann so entweder synthetisch erzeugter Wasserstoff als Substitut zu Erdgas eingespeist werden oder zur Deckung der lokalen Wasserstoffnachfrage eingesetzt werden. Zudem können diese Standorte langfristig Ankerpunkte eines dedizierten Wasserstoffnetzes sein.

- Durch den weiterhin hohen Bedarf an Erdgasimporten und -transiten ist die Umstellung großer Erdgasleitungen mittelfristig nur bedingt möglich. Erste Umstellungen bis 2030 können daher vermutlich nur regional erfolgen. Vor allem parallel verlegte Pipelinestränge bieten sich für eine Teilumstellung auf Wasserstoff an und erfordern daher detaillierte lokale Analysen der Gastransportbedarfe unter gleichzeitiger Berücksichtigung der weiterhin notwendigen Gastransite.

- Einzelne größere Pipelinestränge des Gastransportnetzes, wie etwa die Gasimportleitungen aus Norwegen, sind durch den Rückgang der Gasimporte aus Norwegen langfristig gering ausgelastet, was eine Umrüstung für den Transport von reinem Wasserstoff möglich machen könnte. Dies sollte bei der Erstellung von Energiekonzepten und Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden.
- NRW ist aus der Perspektive des Gassystems aufgrund seiner hohen Gasnachfrage eine Vorzugsregion für die Errichtung von PtX-Anlagen. Da das synthetisch erzeugte Gas (Wasserstoff oder Methan) sowohl in der Industrie eingesetzt werden kann als auch flexibel in Erdgasnetze eingespeist werden kann, ist der Aufbau von PtX-Kapazitäten in der Region als geeignet zu bewerten. Zur Identifizierung der optimalen Standorte innerhalb des Bundeslandes ist jedoch eine enge Verzahnung der Planung von Strom-, Erdgas- und Wasserstoffinfrastrukturen erforderlich.
- Die Etablierung CO_2-neutraler Gase sowie der Ausbau der benötigten Infrastruktur sollte parallel geplant und durchgeführt werden. Zu diesem Zweck bietet sich eine Kooperation von öffentlicher und privater Seite zur Bestimmung der aufkommenden Nachfrage an. Im Zuge einer derartigen kooperativen Planung sollte ebenfalls ein Fahrplan zur vorübergehenden Einspeisung der Gase in das Erdgasnetz sowie zum Aufbau eines reinen Wasserstoffnetzes erstellt werden.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen aus der integrierten Strommarkt- und Stromnetzberechnung

Der vollständige Inhalt dieses Abschnitts folgt in dem Bericht-Update im September 2022.

A: LITERATURANGABEN

[1] European Commission, „COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS The European Green Deal". European Commission, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN

[2] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik, und S. Nagl, „Flexibility in Europe's power sector — An additional requirement or an automatic complement?", *Energy Economics*, Bd. 53, S. 118–131, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.eneco.2014.10.022.

[3] Helgeson, Broghan, „‚Europe First'? Developing an integrated energy system model to assess an energy-independent, CO2-neutral Europe", *EWI Working Paper Series*, Apr. 2022.

[4] K. Görner und D. Lindenberger, „Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System", Abschlussbericht, 2018.

[5] B. Helgeson und J. Peter, „The role of electricity in decarbonizing European road transport – Development and assessment of an integrated multi-sectoral model", *Applied Energy*, Bd. 262, S. 114365, März 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114365.

[6] P. Nahmmacher, E. Schmid, L. Hirth, und B. Knopf, „Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling", *Energy*, Bd. 112, S. 430–442, Okt. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.06.081.

[7] M. Steurer, „Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung", Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/9198/3/Dissertation_Martin_Steurer.pdf

[8] Frings, Cordelia und Helgeson, Broghan, „Developing a Model for Consumer Management of Decentralized Options", *EWI Working Paper Series*, Apr. 2022.

[9] Virtuelle Institut - Strom zu Gas und Wärme NRW, „Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme", Band III-Bewertung des Einsatzes und der Auswirkungen alternativer Kraftstoffe für die Entwicklung der zukünftigen regionalen Infrastruktur, März 2022.

[10] S. Lochner, „Identification of congestion and valuation of transport infrastructures in the European natural gas market", *Energy*, Bd. 36, Nr. 5, S. 2483–2492, Mai 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.01.040.

[11] S. Lochner, „The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments-Theory and Model-based Analysis for Europe", PhD Thesis, Universität zu Köln, 2012.

[12] M. W. Melaina, O. Antonia, und M. Penev, „Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report, 2013.

[13] G. Müller-Syring und M. Henel, „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Technical report. Abschlussbericht", DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches eV Technisch-wissenschaftlicher Verein, Bonn, 2014.

[14] IEA, „The Future of Hydrogen", International Energy Agency (IEA), Paris, 2019. Zugegriffen: 22. Dezember 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

[15] J. L. Moraga, M. Mulder, und P. Perey, „Future markets for renewable gases and hydrogen: what would be the optimal regulatory provisions", *Brussels: Centre on Regulation in Europe*, 2019.

[16] Hydrogen Europe, „HyLAW Online Database", 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hylaw.eu/

[17] D. Schlund und M. Schönfisch, „Analysing the impact of a renewable hydrogen quota on the European electricity and natural gas markets", *Applied Energy*, Bd. 304, S. 117666, Dez. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117666.

[18] BMWi, „Die Nationale Wasserstoffstrategie", Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile

[19] IEA, „World Energy Outlook 2019“, International Energy Agency (IEA), Paris, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf
[20] Rystad Energy, „GasMarketCube“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.rystadenergy.com/energy-themes/commodity-markets/gas-lng/gas-market-cube/
[21] European Commission, „Energy Roadmap 2050 - Impact assessment and scenario analysis“. European Commission, 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:EN:PDF
[22] M. Prussi, M. Yugo, L. De Prada, M. Padella, und M. Edwards, „JEC Well-To-Wheels report v5“, Publications Office of the European Union, Luxembourg, EUR 30284 EN, 2020. Zugegriffen: 25. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/jrc
[23] BAFA, „Informationsblatt CO2-Faktoren“, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Eschborn, 2019. Zugegriffen: 2. November 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/
[24] L. Mantzos, T. Wiesenthal, F. Neuwahl, und M. Rózsai, „The POTEnCIA Central scenario: An EU energy outlook to 2050“, Joint Research Centre (Seville site), 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://ideas.repec.org/p/ipt/iptwpa/jrc118353.html#download
[25] J. Kruse *u. a.*, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Teil B“, Köln: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
[26] Platts, „UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP)“. 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.spglobal.com/platts
[27] ENTSO-E, „TYNDP 2020 Main Report“, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brussels, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Main_Report_2108.pdf
[28] P. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, T. Rakasha, und D. Goericke, „Renewables in transport 2050–Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels“, in *16. Internationales Stuttgarter Symposium*, 2016, S. 185–199.
[29] S. Paardekooper *u. a.*, „Heat roadmap Europe 4: quantifying the impact of low-carbon heating and cooling roadmaps“, Aalborg Universitetsforlag, Aalborg, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://vbn.aau.dk/files/288075507/Heat_Roadmap_Europe_4_Quantifying_the_Impact_of_Low_Carbon_Heating_and_Cooling_Roadmaps..pdf
[30] NASA GES DISC, „Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA)“. NASA Goddard Earth Sciences (GES) Data and Information Services Center (DISC), 2016. Zugegriffen: 4. Februar 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://disc.gsfc.nasa.gov/datasets?project=MERRA
[31] Virtuelle Institut - Strom zu Gas und Wärme NRW, „Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut - Strom zu Gas und Wärme“, Band II-Lebenszyklusorientierte Analysen und Kritikalitätsanalyse von Power-to-X-Optionen, März 2022.
[32] S. Kreidelmeyer, H. Dambeck, A. Kirchner, und M. Wünsch, „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger - Endbericht zum Projekt ‚Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe‘“, Prognos AG, Basel, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile
[33] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, und J. Hansson, „Electrofuels for the transport sector: A review of production costs“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 81, S. 1887–1905, 2018.
[34] Energinet und Danish Energy Agency, „Technology Data – Renewable fuels“, Danish Energy Agency and Energinet, Copenhagen, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_renewable_fuels.pdf
[35] Energinet und Danish Energy Agency, „Technology Data – Heating installations“, Danish Energy Agency and Energinet, Copenhagen, 2016. [Online]. Verfügbar unter:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_individual_heating_installations.pdf
[36] BMVI, „Richtlinie zur Förderung privater Investoren zur Schaffung von zusätzlichen Lkw-Stellplätzen in der Nähe von Autobahnanschlussstellen“. 10. Juli 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Foerderprogramme/LKWStellplaetze/RiLi_LKW_Stellplaetze.pdf?__blob=publicationFile&v=2
[37] C. Nobis und T. Kuhnimhof, „Mobilität in Deutschland- MiD: Ergebnisbericht“, Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/1), Bonn, Berlin, 2018.
[38] ACEA, „Report - Vehicles in Use, Europe 2018“, European Automobile Manufacturers' Association (ACEA), Brussels, 2018. Zugegriffen: 8. Mai 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.acea.auto/files/ACEA_Report_Vehicles_in_use-Europe_2018.pdf
[39] Statistics Norway, „Registered vehicles by type of fuel“. Statistics Norway, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ssb.no/en/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken
[40] BFS, „Bestand der Strassenfahrzeuge nach Fahrzeuggruppe und Fahrzeugart, ab 1990“. Bundesamt für Statistik (BFS), 2020. Zugegriffen: 1. Mai 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bfs.admin.ch/bfs/en/home/statistics/mobility-transport.assetdetail.20884506.html
[41] AGCS, „Lastprofile“. AGCS Gas Clearing and Settlement AG, 2020. Zugegriffen: 5. Dezember 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agcs.at/de/clearing/technisches/lastprofile/lastprofile_ab_01.04.2009
[42] ENTSOG, „Transmission Capacity Map“. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsog.eu/maps#
[43] GIE, „GIE LNG Map“. Gas Infrastructure Europe (GIE), 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gie.eu/publications/maps/gie-lng-map/
[44] GIE, „GIE Gas Storage Map“. Gas Infrastructure Europe (GIE), 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gie.eu/publications/maps/gie-storage-map/
[45] ACER, „Market Monitoring Report 2018 - Gas Wholesale Market Volume. Technical Report“, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and Council of European Energy Regulators (CEER), Ljubljana, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ceer.eu/documents/104400/7065288/ACER+Market+Monitoring+Report+2019+-+Electricity+Wholesale+Markets+Volume/60bd97a2-7724-369a-8fe9-57f097340124
[46] IEA, „Monthly Electricity Statistics: Overview“, International Energy Agency (IEA), Paris, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/monthly-electricity-statistics
[47] Eurostat, „Versorgung, Umwandlung und Verbrauch von Gas - monatliche Daten“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_cb_gasm&lang=de
[48] Eurostat, „Disaggregated final energy consumption in households - quantities“. Eurostat, 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_d_hhq/default/table?lang=en
[49] IEA, „Natural Gas Information 2019“, OECD Publishing, Paris, 2019. Zugegriffen: 11. Oktober 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://webstore.iea.org/natural-gas-information-2019
[50] AG Energiebilanzen, „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2020“. AG Energiebilanzen e.V., 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/09/awt_2020_d.pdf
[51] Eurostat, „Bevölkerung am 1. Januar nach Alter, Geschlecht und NUTS 2 Regionen“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=demo_r_d2jan&lang=de
[52] J. Spinoni, J. Vogt, und P. Barbosa, „European degree-day climatologies and trends for the period 1951-2011“, *Int. J. Climatol.*, Bd. 35, Nr. 1, S. 25–36, Jan. 2015, doi: 10.1002/joc.3959.
[53] Eurostat, „Energy consumption in households“. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households
[54] Eurostat, „NACE Rev. 2 - Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft“, Amt für amtliche Veröffentlichungen der Europäischen Gemeinschaften, Luxembourg, 2008. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/5902453/KS-RA-07-015-DE.PDF

[55] Eurostat, „SUS Daten (SBS) nach NUTS-2-Regionen und NACE Rev. 2 (ab 2008)“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=sbs_r_nuts06_r2&lang=de
[56] World Resource Institute, „Global Power Plant Database“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase
[57] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Merkblatt zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs“. 30. November 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ea_ermittlung_gesamtenergieverbrauch.pdf?__blob=publicationFile&v=6
[58] M. Frondel, N. Ritter, und S. Sommer, „Stromverbrauch privater Haushalte in Deutschland–Eine ökonometrische Analyse“, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Bd. 39, Nr. 3, S. 221–232, 2015.
[59] Stromspiegel, „Stromspiegel für Deutschland 2019“. co2online gemeinnützige GmbH, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel-2019-web.pdf
[60] Statista, „Anzahl der Wohngebäude in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2017 (in 1.000)“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/70094/umfrage/wohngebaeude-bestand-in-deutschland-seit-1994/
[61] Statista, „Anzahl der Einfamilienhäuser in Deutschland in den Jahren 2001 bis 2017 (in 1.000)“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/39010/umfrage/bestand-der-einfamilienhaeuser-in-deutschland-seit-2000/
[62] Statista, „Warmwasserbereitstellung nach Energieträger in deutschen Haushalten“. 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250404/umfrage/warmwasserbereitstellung-nach-energietraeger-in-deutschen-haushalten/
[63] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Gebiet und Bevölkerung nach Ländern – Haushalte“. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.statistikportal.de/de/bevoelkerung/haushalte
[64] Statistisches Bundesamt, „Haushalte und Familien - Daten zur Entwicklung der Zahl der Privathaushalte nach Haushaltsgröße für die Jahre 2015 bis 2035“. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/vorausberechnung-haushalte.html
[65] G. Brändle, M. Schönfisch, und S. Schulte, „Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen“, *EWI Working Paper Series*, Nov. 2020, [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/estimating-long-term-global-supply-costs-for-low-carbon-hydrogen/

A: ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung A.1: Flexibilitätsoptionen als Intermediär für Strommarktstabilität und Emissionsminderung 14

Abbildung A.2: Zusammenspiel der Institute im Band I Teil A 16

Abbildung A.3: Optimierungsansatz des DIMENSION-Modells 19

Abbildung A.4: Überblick des erweiterten DIMENSION-Modells vgl. Helgeson (2022) [3] 20

Abbildung A.5: Überblick der betrachteten Technologien im Wärmemodul 25

Abbildung A.6: Nachfrageregionen (orange) und Gastransportnetz (rot) im TIGER-Modell 29

Abbildung A.7: Exogener Nachfragepfad für Strom in Deutschland bis 2050 [24] 36

Abbildung A.8: Exogener Nachfragepfad für Wärme in Deutschland bis 2050 (basierend auf Daten vom WI sowie [24]) 36

Abbildung A.9: Exogener Nachfragepfad für Kraftstoffe und weitere Energieträger in Deutschland bis 2050 nach Sektor (basierend auf Daten vom WI sowie [24]) 36

Abbildung A.10: Exogener Nachfragepfad für Straßenverkehr in Deutschland bis 2050 nach Fahrzeugsegment [5], [24] 37

Abbildung A.11: Jahreszeitreihen und Typtage für Stromnachfrage Deutschland (links) und Jahreszeitreihen und Typtage für Solarthermie Frankreich (rechts) 38

Abbildung A.12: Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland (Eurostat, 2020 [47]) 39

Abbildung A. 13: Zuweisung von Industriezweig (NACE2) zu Gasverbrauchsektor (Energiebilanz) 42

Abbildung A.14: Ergebnisse zu den sektoralen Netto $CO_{2äq}$-Emissionen in Deutschland (links) und der sektorenübergreifende CO_2-Preis in Europa (rechts) 46

Abbildung A.15: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) der Stromerzeugungstechnologien in Deutschland bis 2050 46

Abbildung A.16: Stromverbrauch nach Sektoren bzw. Endverbrauchern in Deutschland bis 2050 47

Abbildung A.17: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) der PtX-Technologien in Deutschland bis 2050 48

Abbildung A.18: Endverbrauch von PtX-Energieträgern in Deutschland bis 2050 49

Abbildung A.19: Anteil der Endenergiebedarfe nach Energieträger für den Verkehrssektor (links), die Wärmeerzeugung (mittel) und Industrie- und Landwirtschaftssektoren (rechts) in Deutschland bis 2050 50

Abbildung A.20: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) von Wärmeerzeugungstechnologien für Fernwärme in Deutschland bis 2050 52

Abbildung A.21: Installierte Kapazitäten (links) und Erzeugungsmengen (rechts) von Wärmeerzeugungstechnologien für individuelle Wärme (inkl. Klimatisierung und Kochen) in Deutschland bis 2050 52

Abbildung A.22: Ergebnisse zur stündlichen Stromerzeugung (+GW, inkl. Importe), Stromverbrauch (-GW, inkl. Exporte) und Strompreise für eine Woche im März (d61-d67) in Deutschland im Jahr 2050 54

Abbildung A.23: Ergebnisse zur stündlichen Stromerzeugung (+GW, inkl. Importe), Stromverbrauch (-GW, inkl. Exporte) und Strompreise für eine Woche im November (d313-d319) in Deutschland im Jahr 2050 54

Abbildung A.24: Nachfrage für individuelle Wärme gegenüber der Wärmeerzeugung aus der Wärmepumpe, der Ausspeisung aus thermischen Speichern und die stündlichen Strompreise (rechte Achse) für die 2. Hälfte der Märzwoche in Abbildung A.22 (d64-d67, links) und für die 2. Hälfte der Novemberwoche in Abbildung A.23 (d316-d319, rechts) 56

Abbildung A.25: Ergebnisse zu der Strompreiszeitreihe und der Strompreisdauerlinie aus der Dispatch-Optimierung für Deutschland im Jahr 2050 (links); Spannweite des durchschnittlichen Strompreises in Europa im Jahr 2050 (rechts) 58

Abbildung A.26: Grenzüberschreitende Gasflüsse im Jahr 2030 61

Abbildung A.27: Grenzüberschreitende Gasflüsse im Jahr 2040 61

Abbildung A.28: Gasnetz und PtX-H_2-Einspeisung in Deutschland im Jahr 2040 63

A: TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle A.1: Annahmen zu Brennstoffpreisen und Feedstock CO_2-Preisen (aus DAC) [5], [19], [20]..... 76

Tabelle A.2: Annahmen für direkte und vorgelagerte Emissionen in $tCO_{2äq.}/MWh_{th}$ [22], [57] vgl. [3] 77

Tabelle A.3: Ausgewählte Annahmen zu Stromerzeugungstechnologien basierend auf [24]–[26] vgl. [3]..... 78

Tabelle A.4: Ausgewählte Annahmen zu den betrachteten DSM-fähigen Industrieprozessen in Deutschland 1/2 aus kollaborativer Recherche zwischen EWI und WI 78

Tabelle A.5: Ausgewählte Annahmen zu den betrachteten DSM-fähigen Industrieprozessen in Deutschland 2/2 aus kollaborativer Recherche zwischen EWI und WI 79

Tabelle A.6: Annahmen zu dem maximalen Strombedarf der betrachteten DSM-fähigen Industrieprozesse in Deutschland bis 2050 [TWh_{el}] [24]..... 79

Tabelle A.7: Ergebnisse der Vorrecherche zu DSM-Potenziale und Kosten in dem deutschen HH-Sektor 1/2 [58] 79

Tabelle A.8: Ergebnisse der Vorrecherche zu DSM-Potenziale und Kosten in dem deutschen HH-Sektor 2/2 [59]–[64]..... 80

Tabelle A.9: Ausgewählte Daten zu HH-DSM in Deutschland (eigene Berechnung)..... 80

Tabelle A.10: Gesamte Potenzial [MW_{el}] von DSM-fähigen Geräten in dem deutschen HH-Sektor nach Typ-HH [24]..... 81

Tabelle A.11: Investitionskosten für die betrachteten PtX- und Verflüssigungstechnologien [5], [32] [5], [19], [32]–[36]..... 81

Tabelle A.12: FOM-Kosten, Wirkungsgrad und Lebensdauer für die betrachteten PtX-Technologien [5], [19], [32]–[36]..... 82

Tabelle A.13: Techno-ökonomische Annahmen zu den betrachteten Verflüssigungstechnologien [5]..... 82

Tabelle A.14: Transportkosten der verschiedenen PtX-Brennstoffe zwischen europäischen Ländern [5], [65]... 83

A: ANHANG

Tabelle A.1: Annahmen zu Brennstoffpreisen und Feedstock CO_2-Preisen (aus DAC) [5], [19], [20]

		2019	2030	2040	2050
Brennstoffpreise [EUR/MWh_{th}]	Öl	35	32	30	30
	Kohle	9	9	9	9
	Braunkohle	4	6	6	6
	Kernenergie	3	3	3	3
	Gas	20	16	16	16
	Benzin	50	46	45	45
	Diesel	48	45	43	43
	Kerosin	44	41	40	40
	LNG	20	16	16	16
	Wasserstoff (Grau)	27	20	21	21
	LCH_4	27	20	21	21
	Biodiesel	121	121	121	121
	Biogas (Biomethan)	137	137	137	137
	Biobenzin	125	125	125	125
	Biokerosin	111	111	111	111
	Bio LNG	182	182	182	182
	Biomasse	30	30	30	30
	Bioöl	88	88	88	88
Feedstock CO_2-Preise [EUR/tCO_2]	CO_2 aus DAC	170	142	113	85

Tabelle A.2: Annahmen für direkte und vorgelagerte Emissionen in $tCO_{2äq.}/MWh_{th}$ [22], [57] vgl. [3]

	Direkte Emissionen (TTW)	Vorgelagerte Emissionen (WTT) (im Jahr 2019)	Beschreibung von Produktionsprozessen (inkl. Einzelhandelsvertrieb)
Bio LNG	0,200	0,050	Gärung, Veredelung, Verflüssigung, Transport
Bioöl	0,280	0,173	Rapsanbau, Rapstrocknung, Ölgewinnung, Transport
Biodiesel	0,270	0,173	Rapsanbau, Rapstrocknung, Ölgewinnung, Biodiesel-Produktion, Transport
Biogas (Biomethan)	0,200	0,034	Gärung, Veredelung, Verflüssigung, Transport
Biobenzin	0,250	0,204	Weizenanbau, Getreidetrocknung, -lagerung und -bearbeitung, Ethanolproduktion, Transport
Biokerosin	0,260	0,204	Weizenanbau, Getreidetrocknung, -lagerung und -bearbeitung, Ethanolproduktion, Transport
Feste Biomasse	0,250	0,036	Holzanbau und -zerspanung
CNG	0,202	0,027	Erdgasförderung, -verteilung, -verdichtung
Kohle	0,337	0,058	Bereitstellung von Steinkohle
Diesel	0,266	0,065	Erdölförderung, Erdölraffination, Transport
Benzin	0,253	0,059	Erdölförderung, Erdölraffination, Transport
Wasserstoff	0,000	0,322	Erdgasförderung, Dampfreformierung, Pipeline, Verdichtung
Kerosin	0,264	0,059	Erdölförderung, Erdölraffination, Transport
LH_2	0,000	0,421	Erdgasproduktion, Dampfreformierung, Verflüssigung, Straßentransport
Braunkohle	0,381	0,019	Bereitstellung von Braunkohle
LNG	0,202	0,047	Erdgasproduktion, Verflüssigung, Be- und Entladen, Straßentransport
Kernkraft	0,000	0,000	Gewinnung von Uranerz, Brennstoffherstellung
Öl	0,294	0,065	Erdölförderung, Erdölraffination, Transport
PtX-CH_4	0,202	0,009	Aufbereitung und Transport
PtX-Diesel	0,266	0,003	Aufbereitung und Transport
PtX-Benzin	0,253	0,003	Aufbereitung und Transport
PtX-H_2	0,000	0,034	Aufbereitung und Transport
PtX-Kerosin	0,264	0,003	Aufbereitung und Transport
PtX-LCH_4	0,200	0,024	Aufbereitung und Transport
PtX-LH_2	0,000	0,013	Aufbereitung und Transport
PtX-Öl	0,294	0,003	Aufbereitung und Transport

Tabelle A.3: Ausgewählte Annahmen zu Stromerzeugungstechnologien basierend auf [24]–[26] vgl. [3]

	Investitionskosten [EUR/kW$_{el}$]			FOM-Kosten [EUR/kW$_{el}$/a]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]
	2019	2030	2050			
Stationäre Batteriespeicher	600	450	350	15	0,90	15
GuD-Kraftwerk	860	817	788	25	0,62	30
Steinkohlekraftwerk	1742	1718	1499	41	0,50	45
Druckluftspeicher	1100	1000	700	9	0,60	40
Speicherwasserkraft	3423	3422	3410	12	1,00	100
Braunkohlekraftwerk	1862	1840	1637	49	0,46	40
Kernkraftwerk	3323	3323	3323	107	0,33	60
Gasturbine	534	530	517	13	0,40	25
Ölkraftwerk	842	842	842	7	0,49	40
Pumpspeicherkraftwerke	3851	3850	3836	12	0,75	100
Geothermiekraftwerk	10504	9500	9026	380	0,10	30
Biomasseverstromung	2577	2559	2225	165	0,39	40
Wasserkraft	5000	5000	5000	12	1,00	100
PV (Aufdachanlage)	983	776	520	17	1,00	25
PV (Freifläche)	862	681	456	15	1,00	25
Windkraft Onshore	1133	1036	846	13	1,00	25
Windkraft Offshore	2800	2200	1600	93	1,00	25

Tabelle A.4: Ausgewählte Annahmen zu den betrachteten DSM-fähigen Industrieprozessen in Deutschland 1/2 aus kollaborativer Recherche zwischen EWI und WI

	Maximale Verschiebedauer [h]	Durchschnittliche Kapazitäts-auslastung [%]	Volllaststunden [h]	Mindestlast-faktor [%]	Maximallast-faktor [%]
Hall-Héroult-Verfahren (Aluminium)	48	0,95	8322	0,75	1,25
Klinkerproduktion (Zement)	13	0,72	6263	0	0,84
Membranverfahren (Chlor)	4	0,88	7709	0,38	0,95
Herstellung von Zellstoff (Papier)	2	0,85	7446	0	0,95

Tabelle A.5: Ausgewählte Annahmen zu den betrachteten DSM-fähigen Industrieprozessen in Deutschland 2/2 aus kollaborativer Recherche zwischen EWI und WI

	Investitions-kosten [EUR/kW_{el}]	FOM-Kosten [EUR/kW_{el}/a]	Variable Kosten der Last-verschiebung [EUR/MWh_{el}]	Realisierbarkeitsfaktor [%]			
				2019	2030	2040	2050
Hall-Héroult-Verfahren (Aluminium)	400	2	115	0,00	0,43	0,71	1
Klinkerproduktion (Zement)	1,50	19	200	0,58	0,72	0,86	1
Membranverfahren (Chlor)	0,20	0	150	0,87	0,91	0,96	1
Herstellung von Zellstoff (Papier)	2,30	2	250	0,74	0,83	0,91	1

Tabelle A.6: Annahmen zu dem maximalen Strombedarf der betrachteten DSM-fähigen Industrieprozesse in Deutschland bis 2050 [TWh_{el}] [24]

	2019	2030	2040	2050
Hall-Héroult-Verfahren (Aluminium)	7,34	7,54	7,74	8,13
Klinkerproduktion (Zement)	1,48	1,50	1,50	3,01
Membranverfahren (Chlor)	6,65	7,12	7,29	7,32
Herstellung von Zellstoff (Papier)	3,60	3,69	3,81	4,09

Tabelle A.7: Ergebnisse der Vorrecherche zu DSM-Potenziale und Kosten in dem deutschen HH-Sektor 1/2 [58]

Gerät	Anschluss-leistung [kW_{el}]	Ausstattungsgrad nach HH-Größe				
		1 Person	2 Personen	3 Personen	4 Personen	5+ Personen
Kühlgeräte	0,08	1,06	1,28	1,36	1,42	1,49
Gefriergeräte	0,10	0,35	0,66	0,71	0,80	0,90
Geschirrspüler	1,50	0,46	0,77	0,89	0,96	0,99
Waschmaschinen	1,50	0,89	1,01	1,03	1,05	1,10
Trockner	2,00	0,22	0,43	0,56	0,66	0,73

Tabelle A.8: Ergebnisse der Vorrecherche zu DSM-Potenziale und Kosten in dem deutschen HH-Sektor 2/2 [59]–[64]

		Anzahl der Personen im HH	Jährlicher Strom-Verbrauch [kWh_{el}/HH/a]	Anzahl der HH	Spez. Leistung [kW_{el}/HH]	FOM-Kosten [EUR/HH/a]	Einordnung zum Typ-HH
Elektrische Warmwasser-bereitung	EFH/ZFH	1	2900	3650118	2,59	28,2	Typ-HH1
		2	4000	3041523	3,70	36,8	Typ-HH2
		3	4900	1026823	4,18	53,9	Typ-HH1
		4	5500	757947	4,53	53,9	Typ-HH1
		5+	7000	265769	4,80	93,9	Typ-HH3
	MFH	1	2000	755133	2,59	22,1	Typ-HH4
		2	3100	629228	3,70	36,8	Typ-HH5
		3	4000	212428	4,18	36,8	Typ-HH6
		4	4800	156804	4,53	53,9	Typ-HH1
		5+	6000	54982	4,80	53,9	Typ-HH1
Keine elektrische Warmwasser-bereitung	EFH/ZFH	1	2500	10950353	2,59	28,2	Typ-HH1
		2	3100	9124569	3,70	36,8	Typ-HH1
		3	3800	3080467	4,18	36,8	Typ-HH1
		4	4300	2273841	4,53	53,9	Typ-HH1
		5+	5500	797305	4,80	53,9	Typ-HH1
	MFH	1	1500	2265398	2,59	22,1	Typ-HH1
		2	2400	1887682	3,70	28,2	Typ-HH1
		3	2900	637284	4,18	28,2	Typ-HH1
		4	3200	470410	4,53	36,8	Typ-HH1
		5+	4000	164946	4,80	36,8	Typ-HH1

Tabelle A.9: Ausgewählte Daten zu HH-DSM in Deutschland (eigene Berechnung)

Typhaushalt	Maximale Verschiebedauer [h]	Verschiebefaktor [%]	FOM-Kosten (intelligente Zähler) [EUR/kW_{el}/a]
Typ-HH1	24	0,947	10,08
Typ-HH2	24	0,959	9,95
Typ-HH3	24	0,961	19,55
Typ-HH4	24	0,959	8,53
Typ-HH5	24	0,959	9,95
Typ-HH6	24	0,961	8,80

Tabelle A.10: Gesamte Potenzial [MW_{el}] von DSM-fähigen Geräten in dem deutschen HH-Sektor nach Typ-HH [24]

Typhaushalt	2020	2030	2040	2050
Typ-HH1	38080	36143	35957	35340
Typ-HH2	3406	3233	3216	3161
Typ-HH3	386	367	365	359
Typ-HH4	593	563	560	550
Typ-HH5	705	669	665	654
Typ-HH6	269	255	254	249

Tabelle A.11: Investitionskosten für die betrachteten PtX- und Verflüssigungstechnologien [5], [32] [5], [19], [32]–[36]

		Investitionskosten [EUR/kW_{el}]		
		2019	2030	2050
PtX-Anlagen	Elektrolyseur Alkali	534	449	337
	Elektrolyseur PEM	900	698	478
	Elektrolyseur SOEC	1094	828	533
	Katalytische Methanisierung (inkl. Alkali)	1439	1285	1031
	Katalytische Methanisierung (inkl. PEM)	1795	1535	1179
	Katalytische Methanisierung (inkl. SOEC)	2014	1680	1241
	Biogene Methanisierung (inkl. Alkali)	1518	1320	1067
	Biogene Methanisierung (inkl. PEM)	1871	1570	1216
	Biogene Methanisierung (inkl. SOEC)	2099	1717	1280
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. Alkali)	1918	1766	1491
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. PEM)	2267	2017	1647
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. SOEC)	2505	2175	1717
Verflüssigungsanlagen	Wasserstoffverflüssigung	1588	761	622
	Verflüssigung von Methan/Erdgas	5466	5286	4927

Tabelle A.12: FOM-Kosten, Wirkungsgrad und Lebensdauer für die betrachteten PtX-Technologien [5], [19], [32]–[36]

		2019	2030	2050
FOM-Kosten [EUR/kW_{el}/a]	Elektrolyseur Alkali	34	25	20
	Elektrolyseur PEM	61	41	30
	Elektrolyseur SOEC	75	50	35
	Katalytische Methanisierung (inkl. Alkali)	57	46	39
	Katalytische Methanisierung (inkl. PEM)	84	63	50
	Katalytische Methanisierung (inkl. SOEC)	99	72	55
	Biogene Methanisierung (inkl. Alkali)	64	51	43
	Biogene Methanisierung (inkl. PEM)	91	67	54
	Biogene Methanisierung (inkl. SOEC)	107	76	60
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. Alkali)	71	61	54
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. PEM)	97	77	66
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. SOEC)	113	87	72
Wirkungsgrad [MWh_{th}/MWh_{el}]	Elektrolyseur Alkali	0,68	0,69	0,71
	Elektrolyseur PEM	0,65	0,70	0,75
	Elektrolyseur SOEC	0,73	0,75	0,79
	Katalytische Methanisierung (inkl. Alkali)	0,68	0,69	0,71
	Katalytische Methanisierung (inkl. PEM)	0,65	0,70	0,75
	Katalytische Methanisierung (inkl. SOEC)	0,73	0,75	0,79
	Biogene Methanisierung (inkl. Alkali)	0,68	0,69	0,71
	Biogene Methanisierung (inkl. PEM)	0,65	0,70	0,75
	Biogene Methanisierung (inkl. SOEC)	0,73	0,75	0,79
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. Alkali)	0,68	0,69	0,71
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. PEM)	0,65	0,70	0,75
	Fischer-Tropsch-Synthese (inkl. SOEC)	0,73	0,75	0,79
Lebensdauer [a]	Alle	15	20	25
Zinssatz [%]	Alle	8	8	8

Tabelle A.13: Techno-ökonomische Annahmen zu den betrachteten Verflüssigungstechnologien [5]

Wasserstoffverflüssigung	FOM-Kosten [EUR/kW_{el}/a]	67
	Wirkungsgrad [MWh_{LH2}/MWh_{el}]	3,53
	Lebensdauer [a]	25
	Zins [%]	8
Verflüssigung von Methan/Erdgas	FOM-Kosten [EUR/kW_{el}/a]	178
	Wirkungsgrad [MWh_{LCH4}/MWh_{el}]	17,37
	Lebensdauer [a]	20
	Zinssatz [%]	8

Tabelle A.14: Transportkosten der verschiedenen PtX-Brennstoffe zwischen europäischen Ländern [5], [65]

Transportkosten [EUR/MWh$_{th}$/km)]		
PtX-CH_4	Pipeline	0,0015
PtX-LCH_4	Tube-Trailer	0,0200
PtX-H_2	Pipeline (Nachrüstung)	0,0030
PtX-LH_2	Tube-Trailer	0,0200
PtX-Diesel / PtX-Benzin / PtX-Öl / PtX-Kerosin	Tube-Trailer	0,0100

TEIL B: STANDORT- UND SZENARIOANALYSEN ZUR NACHHALTIGEN UND KLIMANEUTRALEN TRANSFORMATION DES INDUSTRIESEKTORS IN NRW

bearbeitet durch das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

In diesem Teil B stellt das WI seine Untersuchungen zu einer THG-neutralen Transformation der Grundstoffindustrie vor. Dazu werden zunächst die heutigen Mengen der industriellen CO_2-Emissionen in Deutschland und NRW nach Branchen bestimmt und regional aufgelöst in Form von Karten dargestellt (siehe Kapitel B.2.1), um die Herausforderungen für die Vermeidung der Emissionen in differenzierter Form sichtbar zu machen. Als Nächstes werden mittels Metaanalyse von aktueller, einschlägiger Literatur relevante Lösungsoptionen für eine klimaneutrale Transformation der Grundstoffindustrien Stahl, Chemie und Zement identifiziert und multikriteriell bewertet (siehe Kapitel B.2.2). Dies erfolgt in Form von Steckbriefen für insgesamt 13 Technologien (siehe Kapitel B.2.3 bis B.2.5). Ergänzend wird eine branchenspezifische Metaanalyse von Studien durchgeführt, um aufzuzeigen welche Gemeinsamkeiten und Unterschiede es im Hinblick auf die verfolgten Strategien in den drei Branchen Stahl, Chemie und Zement gibt (siehe Kapitel B.2.6). Eine modellgestützte Szenarioanalyse zeigt, wie ein Entwicklungspfad des Industriesektors zur THG-Neutralität in Deutschland und NRW aussehen kann und welche Anforderungen damit auf der Nachfrageseite verbunden sind (siehe Kapitel B.3). Im Hinblick auf neu zu errichtende Anlagen für eine THG-neutrale Stahlproduktion werden Vorteile und Nachteile sowie Produktionskosten für einen Standort in NRW im Vergleich zu einem Standort in Nordafrika am Beispiel von Marokko identifiziert, bestimmt und bewertet (siehe Kapitel B.4). Abschließend wird eine Roadmap für eine THG-neutrale Transformation der Industrie in NRW entwickelt, welche wesentliche Entscheidungspunkte im Zeitverlauf aufzeigt (siehe Kapitel B.5). Dabei werden Hemmnisse und Unsicherheiten sowie Chancen und Risiken skizziert, die mit dieser Defossilierung einhergehen.

B.1. Motivation und Hintergrund

Klimaschutz erfordert eine möglichst schnelle und bilanziell vollständige Vermeidung von THG-Emissionen in Deutschland und Europa bis spätestens zum Jahr 2050. Um das zu schaffen, ist die Transformation der Industrie zur THG-Neutralität von entscheidender Bedeutung, da sie nach der Energiewirtschaft den emissionsintensivsten Sektor darstellt. Die Strategien für die Energiewirtschaft (Ausbau der erneuerbaren Energien, Ausstieg aus der Kohleverstromung und aus fossilen Energieträgern generell) sind klar benannt und mit Zielen belegt. Das Ab-leiten von dezidierten und ausreichend wirksamen THG-Minderungsstrategien für den Industriesektor ist dagegen aufgrund seiner Heterogenität (Vielzahl an Branchen mit diversen Prozessen) deutlich diffiziler.

Die energieintensiven Industrien (Stahl-, Chemie-, Zement-, Glas-, Kalk-, Papier- und Aluminiumbranchen), welche mit 107 Mt $CO_{2äq.}$ (Stand 2016) den Großteil der industriellen THG-Emissionen in Deutschland verursachen, sind dafür besonders relevant. Die drei erstgenannten Branchen stellen wiederum den größten Anteil der THG-Emissionen der energieintensiven Industrien, sowohl bundesweit als auch in Nordrhein-Westfalen. Folglich ist eine erfolgreiche Defossilierung der Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementindustrie essentiell für die gesamte Industriewende, da hier die größten Minderungspotenziale existieren. Daher fokussieren sich die folgenden Arbeiten auf diese drei Kernbranchen, um adäquate Transformations-pfade zur THG-Neutralität und die dafür möglichen und nötigen Technologien und Rahmenbedingungen zu identifizieren.

Die tiefe Defossilierung der Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementindustrie ist nicht nur aufgrund der vielen unterschiedlichen Prozesse herausfordernd – besonders die Grundstoffchemie ist charakterisiert durch eine Vielzahl an Verfahren mit unterschiedlichsten Edukten und Produkten, welche oftmals in hoch integrierten Chemieparks hergestellt werden – sondern auch aufgrund der langen Lebensdauern der Anlagen (z. B. Hochöfen). Daraus ergeben sich relativ lange Investitions-zyklen mit kurzen Investitionsfenstern. Um die Klimaschutzziele von Deutschland zu schaffen und kostenintensive stranded assets zu vermeiden, müssen die Investitionsentscheidungen in neue Technologien (z. B. Direktreduktionsanlagen mit Wasserstoff) trotz zahlreicher bestehender Unsicherheiten bereits kurzfristig getroffen und umgesetzt werden.

Nordrhein-Westfalen als bedeutender Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementstand-ort kommt hierbei eine ganz besonders relevante Aufgabe zu, um die Industriewende erfolgreich umzusetzen.

B.2. Herausforderungen und Lösungsoptionen für die Transformation

HIGHLIGHTBOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE IN DEM KAPITEL

- **Rund 40 % der industriellen CO_2-Emissionen Deutschlands entfallen auf Standorte in NRW. Von diesen 44 Mt CO_2/a gehen knapp 90 % allein auf die drei Branchen Stahl, Zement und Chemie zurück. Dabei ist die nordrhein-westfälische Eisen- und Stahlindustrie allein bereits für die Hälfte der landesweiten und rund 20 % der bundesweiten Industrieemissionen verantwortlich.**
- **Eine Besonderheit von NRW ist die hohe räumliche Konzentration von Punktquellen, insbesondere die Stahlwerke im Ruhrgebiet mit angrenzenden Standorten verschiedener Branchen sowie die chemische Industrie in der Rheinruhrregion und das Zementcluster in Westfalen.**
- **Die vollständige Prozessumstellung von der kohlebasierten Hochofen-Konverter Route auf alternative THG-neutrale Verfahren ist die zentrale Herausforderung der Stahl-industrie. Hinsichtlich der Defossilierungstiefe ist die Wasserstoffdirektreduktion mit Elektrolicht-bogenofen (-97 % ggü. der Hochofen-Konverter Route), welche mit steigenden CO_2-Preisen zukünftig wettbewerbsfähiger wird, am vorteilhaftesten.**
- **Bei der Defossilierung der Zementproduktion stellt insbesondere der hohe Anteil von prozessbedingten Emissionen eine große Herausforderung dar, welche etwa zwei Drittel der Gesamtemissionen ausmachen. Hierfür gibt es aus heutiger Sicht keine technische Alternative, was letztlich zwei zentrale Lösungsoptionen erforderlich macht. Einerseits muss soweit wie möglich auf Zementklinker verzichtet werden, andererseits müssen die verbleibenden unvermeidbaren Restemissionen mittels CO_2-Abscheidung abgefangen und langfristig eingelagert werden. Für eine Nachrüstung an bestehenden Anlagen wird das Post-Combustion-Verfahren (maximal -90 % Abscheiderate) gesehen, welches bereits in anderen Sektoren erprobt ist. Die Oxyfuel-Technologie bietet die Möglichkeit höherer Abscheideraten (maximal -99 %) und verzichtet auf Chemikalieneinsatz, ist jedoch deutlich schwieriger in bestehende Anlagen zu integrieren.**
- **Die größten THG-Hebel in der Grundstoffchemie in NRW beruhen auf der Substituierung des aktuell noch fossilen Feedstocks der Steamcracker durch grünes Naphtha und das Ersetzen der konventionellen Prozessdampf- und Wärmeerzeugung mittels Biomasse und/oder Power-to-Heat. Der Einsatz von grünem Feedstock in den Steamcrackern führt auch in den nachgelagerten Prozessen zu einer Defossilierung der Produkte.**
- **Verschiedene Klimaschutzstudien zeigen mit ihren Szenarien für die Industriebranchen Stahl, Zement und Chemie, dass und wie die THG-Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts vollständig oder zumindest sehr weitgehend reduziert werden können. Allerdings werden dazu neben gemeinsamen Lösungen zum Teil auch sehr verschiedene Strategien und Technologien zur Emissionsminderung verfolgt. Dies deutet darauf hin, dass es derzeit für diese drei Branchen noch keinen Konsens hinsichtlich der wahrscheinlichsten oder vorteilhaftesten Transformationspfade für die Industrie gibt.**

B.2.1 Bestandsaufnahme von CO_2-Emissionen der energieintensiven Industrien (DE und NRW)

Zielsetzung und methodischer Hintergrund

Ziel dieses Arbeitsschritts ist die quantitative Erfassung der CO_2-Emissionen der energieintensiven Industrien in Deutschland und Nordrhein-Westfalen (NRW). Diese sollen nach Branchen differenziert quantifiziert und in ihrer räumlichen Verortung graphisch dargestellt werden. Die Bestandsaufnahme dient der Schaffung einer Ausgangslage für die nachfolgenden Arbeitsschritte und unterstützt die Fokussierung auf einzelne Industriebranchen für vertiefende Analysen in späteren Projektabschnitten.

Methodisch wurde hierfür eine Auswertung der Datenbank *European Pollutant Release and Transfer Register* (E-PRTR) der *European Environmental Agency* (EEA) gewählt. Die Durchführung erfolgte im Jahr 2019 auf einer Datengrundlage, welche auf dem Jahr 2016 basiert. Die Datenbank verzeichnet Emissionen aus industriellen Punktquellen standortscharf nach der *Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft* (NACE). Die Daten konnten jedoch nicht direkt in der angebotenen Form genutzt werden, da die Standardansicht der Datenbank einige Industriesparten gemäß der NACE-Nomenklatur auf sehr hohem Niveau aggregiert. Beispielsweise werden die Herstellung von Glas, Glaswaren und Keramik sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden zu einer gemeinsamen Kategorie (*non-metallic minerals*) zusammengefasst, für die weiteren Analysen sollten diese jedoch differenziert abgebildet werden. Ferner lassen sich zur graphischen Übersicht keine individuellen Kartenausschnitte (bspw. auf Ebene der Bundesländer[1]) erstellen. Daher wurde zunächst ein R-basiertes Skript geschrieben, mit dessen Hilfe die in den Rohdaten hinterlegten Informationen für eine selbst gewählte Clusterung der Industriesparten und eine räumliche Allokation auf Bundeslandebene genutzt werden konnten. Die extrahierten Daten wurden anschließend mit Excel konsolidiert und mit QGIS visuell in das im Folgenden dargestellten Kartenformat abgebildet.

Hinweis: Da zwischen Durchführung der Analysen und Erstellung des vorliegenden Berichts zwei Jahre vergangen sind, wurde die Datengrundlage zum Ende des Forschungsprojekts erneut geprüft. Auf eine nachträgliche Aktualisierung wird verzichtet, da ein vollständiger Datensatz zwischenzeitlich lediglich für das Jahr 2017 vorliegt. Ferner wurde die E-PRTR Datenbank zwischenzeitlich in ein neues Format (European Industrial Emissions Portal) überführt, was ggf. methodische Anpassungen für eine Aktualisierung erforderlich macht. Alle aus der Analyse abgeleiteten und im Folgenden dargestellten Kernaussagen behalten jedoch Gültigkeit, da zwischen 2016 und 2017 keine größeren strukturellen Veränderungen im Industriesystem Deutschlands oder NRWs zu verzeichnen waren.

[1] Seit dem Update auf das European Industrial Emissions Portal lassen sich für Deutschland auch in der Webansicht Kartenausschnitte auf NUTS-1 Ebene erstellen. Diese sind jedoch in der Darstellung sehr rudimentär und für eine übersichtliche Visualisierung nur bedingt geeignet.

Analyseergebnisse

Die beiden Abbildungen Abbildung B.1 und Abbildung B.2 zeigen zunächst die **räumliche Verteilung** industrieller CO_2-Punktquellen in Deutschland und NRW auf. Die Größe der abgebildeten Kreise steht für den Umfang an jährlichen CO_2-Emissionen einer Punktquelle, hierbei sind drei Wertebereiche angelegt (100 – 1000 kt/a, 1000 – 4000 kt/a und 4000 – 8000 kt/a). Die farbliche Kodierung der Kreise steht für die analysierten Industriebranchen (Papier/Zellstoff, Zement, Kalk/Gips, Glas, Chemie inkl. Pharma, Stahl, Aluminium und Raffinerien). Auffallend ist die hohe Konzentration von Punktquellen in NRW, insbesondere die Stahlwerke im Ruhrgebiet mit angrenzenden Standorten verschiedener Branchen sowie die chemische Industrie im Rheinland und das Zementcluster in Westfalen.

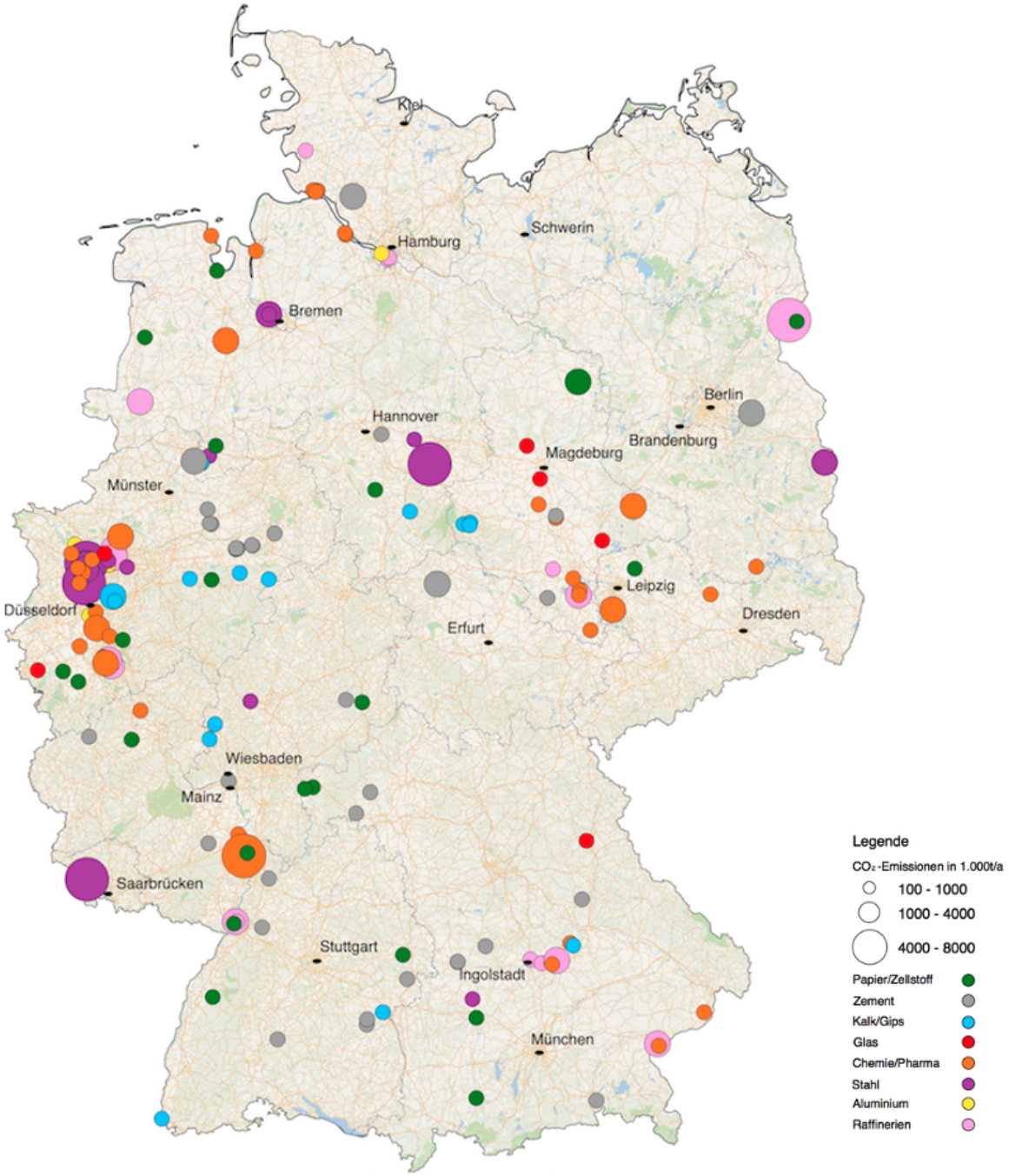


Abbildung B.1: Räumliche Verteilung industrieller CO_2-Punktquellen in Deutschland
Quelle: eigene Darstellung

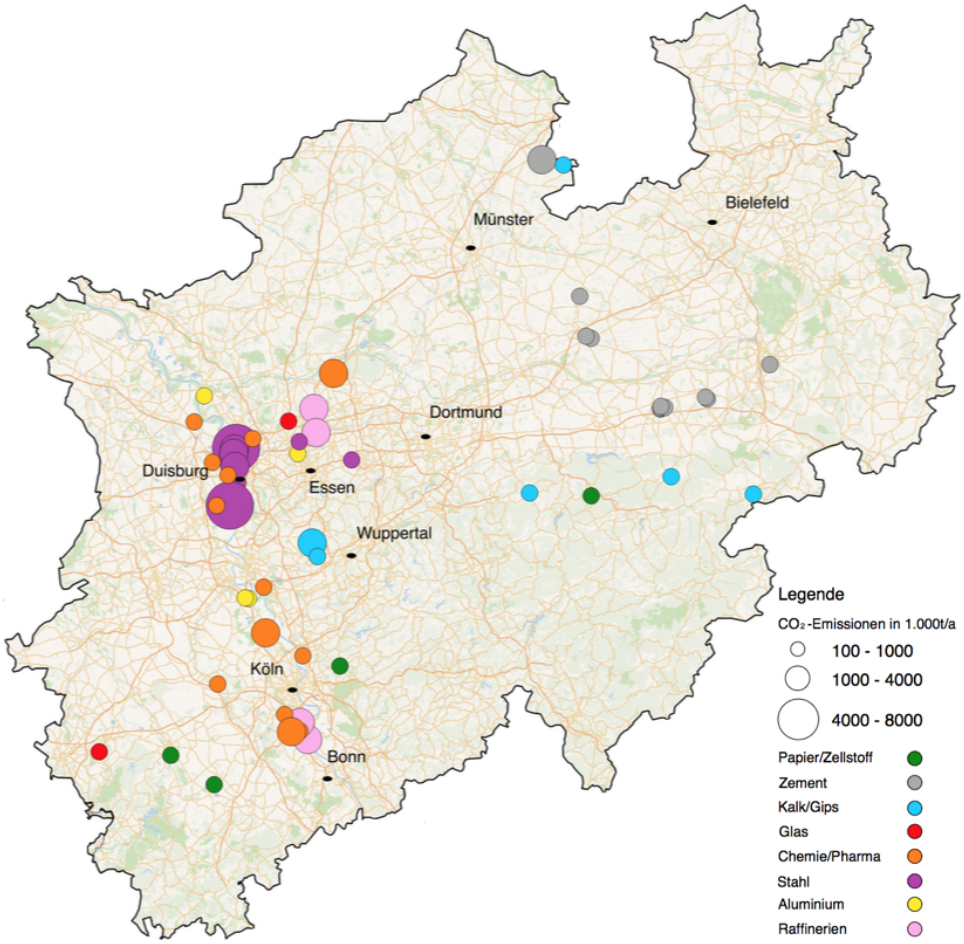


Abbildung B.2: Räumliche Verteilung industrieller CO_2-Punktquellen in NRW
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung B.3 gibt einen Überblick der **branchenspezifischen Verteilung** der Industrieemissionen in Nordrhein-Westfahlen, welche die in den vorangehenden Darstellungen bereits erkennbare Dominanz der Sektoren Stahl, Chemie und Zement untermauert. Eine detaillierte und numerische Auflistung der Emissionsmengen und ihrer relativen Anteile findet sich in Tabelle B.1.

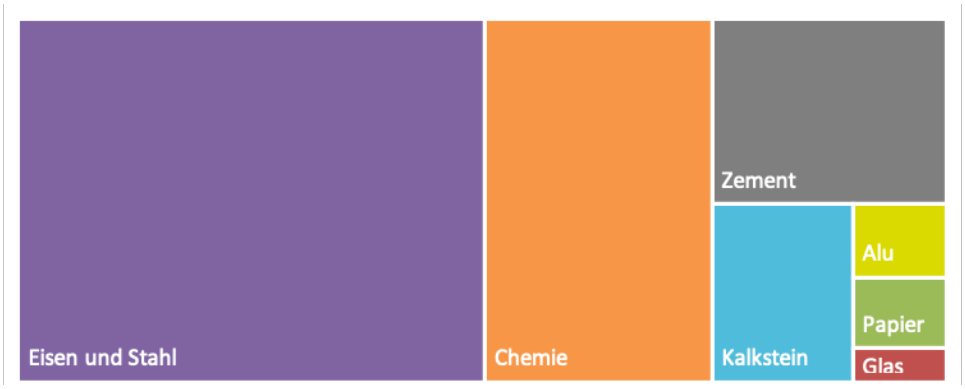


Abbildung B.3: Branchenspezifische Verteilung der Industrieemissionen in NRW
Quelle: eigene Darstellung

Demnach entfallen jährlich 41 % der nationalen 107 Mt an industriellen CO_2-Emissionen auf Standorte in NRW. Von diesen 44 Mt CO_2/a entfallen knapp 90 % allein auf die drei Branchen Stahl, Zement und Grundstoffchemie. Dabei ist die nordrhein-westfälische Eisen- und Stahlindustrie besonders hervorzuheben, denn allein sie ist bereits für die Hälfte der landesweiten und rund 20 % der bundesweiten Industrieemissionen verantwortlich. Die übrigen betrachteten Industrien[2] – Kalk, Aluminium, Papier und Glas – emittieren gemeinsam mit 5,5 Mt CO_2/a in etwa so viel wie die Zementindustrie. Aufgrund ihrer besonderen Relevanz für eine Transformation zur Klimaneutralität wird der Fokus der nachfolgenden Arbeitsschritte daher auf die drei Branchen Stahl, Zement und Chemie gelegt, mit einem besonderen Schwerpunkt auf die Stahlindustrie.

Tabelle B.1: Branchenspezifische Verteilung der Industrieemissionen in NRW und Deutschland

Industrie	**CO_2-Emissionen (in Mt)**	**% an NRW Industrie-Emissionen**	**% an DE Industrie-Emissionen**
Energieintensive Industrie DE	107,4		100 %
Energieintensive Industrie NRW	44,0	100 %	41 %
Eisen und Stahl	22,1	50 %	21 %
Chemie	10,8	24 %	10 %
Zement	5,7	13 %	5 %
Kalkstein	3,3	7 %	3 %
Alu	0,9	2 %	1 %
Papier	0,9	2 %	1 %
Glas	0,4	1 %	0,4 %

[2] Die Raffinerien sind von diesem Teil der Analyse ausgenommen, da ihre Emissionen bzw. die Emissionen ihrer Produkte nach dem Verständnis der Autoren nicht der energieintensiven Industrie, sondern primär dem Mobilitätssektor zugeschrieben werden und diese im Zuge der angestrebten Elektrifizierung des Verkehrs absehbar an Relevanz verlieren dürften.

B.2.2 Technologiespezifische Metaanalyse

Mit Prozessverbesserungen und Effizienzmaßnahmen allein können die THG Emissionen der Grundstoff-Industrie nicht ausreichend weit gesenkt werden, um THG neutral zu werden. Für die Stahlproduktion wird beispielsweise eine Größenordnung von 14-21 % für die CO_2-Reduktion [1, S. 9], [2, S. 6] und für die Energieeinsparung von 20 % [3, S. 76] durch den Einsatz von bester verfügbarer Technologie bzw. fortlaufende Ertüchtigung bezogen auf die konventionelle Produktion angegeben. Eine direkte Umstellung auf EE-Strom kommt für viele heutige Prozesse wie z. B. chemische Synthesen, Hoch- und Zementöfen auch nicht als Lösung in Frage. Daher braucht es neue, innovative CO_2-neutrale Technologien für die Defossilierung der Grundstoffindustrie.

Um einen Überblick über solche in Frage kommenden Lösungstechnologien zu erhalten, wird eine Metaanalyse von einschlägiger Literatur durchgeführt. Dazu werden zunächst geeignet erscheinende Studien sowie auch Erklärungen, Positionspapiere und Roadmaps von Unternehmen und Verbänden gesucht und für die Auswahl berücksichtigt. Die Literaturfunde werden dann im Hinblick auf die folgenden **Kriterien** bewertet: ihre Aktualität (nicht älter als 2015), ihren Zeithorizont (bis 2050) und ihre Wirksamkeit auf die mögliche Reduktion. Diesbezüglich werden anschließend nur die als geeignet erscheinenden Publikationen für die Auswahl von Technologien für vertiefende Analysen und Erstellung von Steckbriefen (siehe Kapitel B.2.3 bis B.2.5) herangezogen. Die Steckbriefe werden am Ende jeweils um eine qualitative SWOT[3]-Analyse für jede Technologie ergänzt.

Für eine bessere Übersichtlichkeit wird die Literatur in folgende Gruppen eingeteilt: a) branchenübergreifend, b) Stahlsektor, c) Chemiesektor und d) Zementsektor und im Anhang (siehe 0) vollständig dargestellt. Von den insgesamt 68 ausgewerteten Publikationen erfüllen 25 in hinreichendem Maße die obigen Kriterien. Sie sind hier in der Tabelle B.2 zusammen mit ihren Eigenschaften zusammengefasst, um den Fokus zu schärfen und werden nachfolgend im Hinblick auf die „bevorzugten“ Technologien für die drei Branchen (Stahl, Chemie und Zement) betrachtet.

[3] Abkürzung für strengths, weaknesses, opportunities and threats, zu deutsch Stärken und Schwächen sowie Chancen und Risiken.

Tabelle B.2: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse (1/2)

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Chemicals: Appendices	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	CSS (process (Hydrogen und Ammoniak) und compustion), Biomasse (feedstock und auch für biogene Kraftstoffe). CCU, Clustering, KWK, Sauerstoffverzehrkathode (ODC) für Chlor Herstellung, E-Methan Insgesamt werden 30 Technologien näher betrachtet	ja	Chemie-Roadmap (2050) für UK.	Nein, je nach Szenario (max. 60 % - 80 % bis 2050)
Metastudie: Transformationspfade für die chemische Industrie in Deutschland	Auftragnehmer FutureCamp Leitautoren: Dr. Roland Geres, Andreas Kohn	2018	CCS, CCU	ja	Ja 2050	Ja, 80 bis 95 %; Prüfung ob eine weitgehende Treibhausgasneutralität in der chemischen Industrie möglich
STATUS UND PERSPEKTIVEN FLÜSSIGER ENERGIETRÄGER IN DER ENERGIEWENDE	Prognos AG, Fraunhofer-UMSICHT und DBFZ	2018	Biomassennutzung, CSS (im 95 % Szenario)	ja	2050	Je nach Szenario 60 %, 80 % und 95 %
Deep decarbonisation pathways for the industrial cluster of the Port of Rotterdam	Wuppertal Institut Sascha Samadi, Clemens Schneider & Stefan Lechtenböhmer	2018	Biomasse als Ausgangsstoff (import), CSS (+Transport), Geothermie Gas- oder Pyrolyse zur Abscheidung von Kohlenstoff aus Abfällen (feedstock), Technologien zur Herstellung von Basischemikalien aus Synthesegas	ja	2050	Ja, 2 verschiedene Szenarien um die THG-Emissionen, umdes Rotterdammer Hafens 98 % zu senken (2015 war er für 18 % der Niederländischen Emissionen verantwortlich)
Low Carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry	DECHEMA e.V.	2017	Biomasse; Elektrifizierung; Sektorkopplung und Kreislaufwirtschaft Befunde: u.a. „technology readiness levels“ (2 bis 9) zur Bewertung der Anwendungsreife der Technologien	ja	2050, Einhaltung der EU-Ziele	unterschiedlich je nach Szenario (4 Szenarien)
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Chemicals	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	CSS (process (Hydrogen und Ammoniak) und compustion), Biomasse (feedstock und auch für biogene Kraftstoffe). CCU, Clustering, KWK, Sauerstoffverzehrkathode (ODC) für Chlor Herstellung, E-Methan		Chemie-Roadmap (2050) für UK.	Kommt auf das Szenario an (Die THG-Reduzierung bezieht sich allerdings auf das Bezugsjahr 2012 --> Prüfen ob geringerer Wert für UK als 1990) --> keine genaue Spezifizierung in die einzelnen Industriesektoren. Allerdings sind seit 1990 bis heute die THG im Industriesektor in der
Industrial Transformation 2050	Material Economics	2019	CCU+CCS, Schmelzreduktion mit CCS, H2-DRI und CO2-arme EAF; Steigerung Materialeffizienz auf Produktions- und Nachfrageseite	Ja	Ja (2050)	Ja, bis zu 97%
Klimaneutrale Industrie – Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und	Agora Energiewende	2019	H2-DRI, Eisenelektrolyse, HIsarna, CCU (Hüttengase)	Ja	Ja (2050)	Ja
Landscaping	WI	2018	Elektrostahlerzeugung via Lichtbogen/Induktionsofen, Schmelzreduktion, HiSarna, CCS, Electrowinning (alkalische Eisenelektrolyse)	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 100% (übergreifende Szenarien + spezifische THG-Reduktionen)
Klimapfade für Deutschland	Boston Consulting Group und Prognos	2018	PTG und PTF nur im 95% Szenario (syn. Kraftstoffe und feedstock) Davon Großteil Imort (340 TWh) und kleiner Teil Inlandproduktion CCS, Energieeffizienz, Effizienzverbesserungen bei Prozessen, Digitalisierung, Wärmerückgewinnung, Biogas	ja	2050	Ja, 80 und 95% Pfad gesamt Deutschland sowie was das für den Industriesektor bedeutet
Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	Günther et al. (UBA)	2017	PtH, PtG, PtL, Gas/H2-DRI-EAF, Verbesserung der Energie- und Materialeffizienz, Wärmerückgewinnung, PtG-/PtL-Brennstoffe, Substitution von Zementklinker durch neuartige Bindemittel	Ja	Ja (2050)	Ja, 95%-Szenario für D.

Tabelle B.3: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse (2/2)

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
The transition of energy intensive processing industries towards deepdecarbonization: Characteristics and implications for future research	Lechtenbhöhmer, Wesseling, Ahman, Nilsson, Worrell, Coenen	2017	CCS, Electrowinning	Ja	k.A.	k.A.
Electrification in the Dutch process industry final report	Berenschot	2017	Energieeffizienz, Elektrifizierung, CCU, CCUS, Recycling, biobasierte Rohstoffe, geothermische Energie, Bioenergie, PtH, PtH2, PtG, PtC	Ja	Ja (2050)	Ja, 90 % - 95 %
The future of steelmaking / How the European steel industry can achieve carbon neutrality	Roland Berger	2020	CCUS, BECCS, H2-DRI, Suspension ironmaking, Plasma direct steel production, Electrolytic processes	Ja	Ja (2050)	Ja, 100 %. Aber die Hürden (EE, Vorschriften, niedrige TRL's der altern. Techn. etc.) sind groß.
Low-emission steel production: decarbonising heavy industry	Olsson (Stockholm Environment Institute)	2019	PtG	Ja	Ja (2045)	Jaein, 100% (spezifisch) suggeriert, trägt zu 10% Reduktion der schwedischen THG-Emissionen bei
Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies	Fischedick, Weigel, Marzinkowski, Winzer	2015	PtG, CCS, Electrowinning	Nein	nein	ca. 75% (spezifisch)
A Steel Roadmap for a Low Carbon	Eurofer	2013	CCS, HiSarna, DR (Erdgas), Electrowinning	Nein	Ja (2050)	≤60%
Iron and Steel Technology Roadmap	IEA	2019	Effizienzsteigerungen (Material und Technologien), Elektrifizierung, H2, Biomasse, Brennstoffverlagerung, CCUS Technologien: Tab. 2.1, S. 90 ff.	Ja	Ja (2070)	90%(global bis 2070)
LOW CARBON ROADMAP – PATHWAYS TO A CO2-NEUTRAL EUROPEAN STEEL INDUSTRY	Eurofer	2019	Existing techn.: BF-BOF, scrap-EAF New breakthrough techn.: H2-DRI-EAF, IBRSR-CCS, ETG-CCU, BF-BOF-CCU, BF-TGR/BOF-CCS	Ja	Ja (2050)	max. 95%
CO2-freie Produktion bis 2050: Thyssen- Krupp will Hochöfen	Knitterscheidt (Handelsblatt)	2019	PtG,Effizienzsteigerungen, DRI, Elektrolichtbogenofen	Ja	Ja (2050)	k.A. (100% spezifisch suggeriert)
Wege zu einer CO2-armen Stahlerzeugung	Hille (Salzgitter) in Energie, Wasser, Praxis	2019	PtG, DRI, Elektrolichtbogenofen	k.A.	k.A.	max. 95%
Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy	Lund University	2018	PtG, CCS, Biomasse	Ja	Ja (2050)	Ja, Im Rahmen der EU-Klimaziele 80-95% (bis zu 100% spezifisch)
Consultation Paper - Reaching zero carbon emissions from Cement	Energy Transitions Commission	2017	Effizienz, Biologische Brennstoffe, neue Zementchemikalien, CCS, CCU	Ja	Ja	k. A.
Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry	International Energy Agency (IEA)	2018	Effizienz, Biologische Brennstoffe, Reduzierung des Klinker-Zementverhältnisses, CCS, CCU, Abwärmenutzung	Ja	Ja (plus Roadmap 2030)	Nein, 48%
A SUSTAINABLE FUTURE FOR THE EUROPEAN CEMENT AND CONCRETE INDUSTRY - Technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050	Dr. Aurélie FAVIER, Dr. Catherine DE WOLF, Prof. Karen SCRIVENER, Prof. Guillaume HABERT	2018	Effizienz, alternative Brennstoffe, ergänzende zementgebundene Materialien, Recycling, Kreislaufwirtschaft, Alternative Klinkerprodukte, CCS, CCU	Ja	Ja	Ja, je nach Szenario (4 St.), 80% (ohne CCS und CCU), max. 95%

Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse für den Stahlsektor

Der Stahlsektor gehört – gemäß Recherche – zum Gegenstand der meisten der betrachteten Publikationen. Davon erfüllen insgesamt neun Publikationen (grün markiert) die oben genannten Auswahlkriterien vollständig und weitere fünf (orange markiert) werden aufgrund ihrer Informationstiefe bei passendem Zeithorizont und THG-Reduktions-Ambitionsniveau ebenfalls für die Technologieauswahl herangezogen. Die Technologien CCS bzw. CCU, PtG bzw. Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse sowie die Direktreduktion werden in den Studien am häufigsten betrachtet. Die direkte Eisenelektroylse (auch Electrowinning) sowie die Nutzung von spielt ebenfalls in drei Studien eine Rolle. Die Nutzung von Biomasse spielt in Einzelfällen ebenfalls eine Rolle. Hierbei handelt es sich jedoch nicht um eine neuartige Technologie sondern um die Zugabe von biogenem Kohlenstoff als Substitut für den fossilen Kohlenstoff bzw. um die Kopplung mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (BECCS) für die Erzielung von negativen Emissionen. Ebenfalls nur vereinzelt wird auf CO_2-Abscheidung und -Nutzung gesetzt.

Die Häufigkeit der Technologieoptionen allein sagt jedoch wenig über ihre Wirksamkeit bezogen auf den real möglichen und zeitgerechten Grad (Realisierung vor 2050) bezogen auf die Defossilierung aus. Der Einsatz von CCU und CCS wird aufgrund begrenzter Abscheideraten (≤90 %) nicht allein zur THG-Neutralität der Stahlproduktion führen können [4, S. 6]. Daher wird CCU z. B. „bestenfalls als Brückentechnologie zur Nachrüstung am Gas-Sammelsystem der Hochofenroute“ gesehen [5, S. 173] und im „carbon capture pathway“ Szenario von [6, S. 86–89] hat CCU/CCS auch nur eine begrenzte Wirkung und wird daher im Verbund mit H_2-basierter Direktreduktion eingesetzt, um auf Netto-Null THG-Emissionen zu kommen. Die THG-Reduktionspotenziale von kohlebasierten, innovativen Technologien wie die Schmelzreduktion via HIsarna® Prozess können durch CCS zwar deutlich von 20 auf 80 % gesteigert werden [1, S. 42], bleiben damit allerdings aus heutiger Sicht noch unter den Anforderungen der Defossilierung. Die direkte Eisenelektrolyse kann zwar gekoppelt mit EE-Strom eine THG-neutrale Stahlproduktion ermöglichen, ihre Marktreife wird jedoch erst nach 2050 erwartet [5, S. 169]. Langfristig kommt sie damit grundsätzlich als aussichtsreiche Technologie in Betracht.

Ergebnisse für den Chemiesektor

Bei den Ergebnissen für den Chemiesektor ist zu berücksichtigen, dass die herangezogenen Quellen sich z. T. auf unterschiedliche räumliche Systemgrenzen beziehen (z. B. der Hafen von Rotterdam, Deutschland oder Europa). Da die Grundstoffchemie aus einer Vielzahl von Prozessen und einer noch größeren Anzahl von Produkten besteht, fällt die Konzentration der einzelnen chemischen Prozesse, je nach Betrachtungsraum und Quelle, unterschiedlich hoch oder auch niedrig aus. Folglich sind die Einzelstrategien für einen Raum und deren zugrunde liegenden Technologieportfolio, nicht zwingend auf andere Räume anwendbar – hierfür wäre eine umfassende Detailprüfung eines jeden Standortes notwendig. Trotz dieser Einschränkung bietet die Analyse der Studien einen guten Überblick, welche Leitstrategien und Technologielösungen diskutiert werden.

Eine wesentliche Säule der Defossilierung der Grundstoffchemie und vieler ihrer Schlüsselprozesse, welche Grundstoffchemiekalien bereitstellen, ist die Substitution des – bisher fossilen – Feedstocks. Darunter ist vor allen Dingen die Bereitstellung von grünem Wasserstoff und THG-neutralen Kohlenstoff – in verschiedener Form wie CO_2 oder CO – zur stofflichen Nutzung zu verstehen. Alle sechs untersuchten Branchen-Studien gingen auf die Versorgung der Chemieindustrie mit THG-neutralen Edukten (z. B. grünes Naphtha und Methanol) ein. Im Hinblick auf die Bedarfsdeckung mit grünem Wasserstoff ist in allen sechs Quellen die Wasserelektrolyse via EE-Strom genannt worden.

Die großskalige Versorgung der Grundstoffchemie mit Kohlenstoff stellt in einer defossilisierten Welt einen Engpass dar, da große Punktquellen wie z. B. Kohle- und Gaskraftwerke, aber auch Stahlwerke und Raffinerien entfallen. Aus diesem Grund werden oftmals mehrere Kohlenstoffversorgungsquellen erwähnt. So sehen fünf der sechs Quellen die Biomasse als nachhaltige Kohlenstoffquelle – eine betont hierbei auch den Import von Biomasse. Vier von sechs Quellen benennen CCU als Kohlenstoffquelle – wobei zwei von einem sehr geringen CCU-Anteil und eine von BECCUS ausgehen. Jeweils drei Studien führen das chemische Recycling von Abfall und die CO_2-Abscheidung aus der Luft (DAC) als weitere Kohlenstoffquellen an. Eine Studie verweist auf den großskaligen Import von THG-neutralen Kohlenwasserstoffen aus der MENA-Region nach Deutschland, geht aber nicht näher darauf ein woher genau der THG-neutrale Kohlenstoff stammen soll.

Die chemische Industrie benötigt neben Strom vor allen Dingen Prozesswärme- und dampf mit unterschiedlichen Temperaturniveaus und Drücken für ihre Prozesse. Aktuell werden diese thermischen Energiebedarfe noch aus fossilen Energieträgern (z. B. Erdgas) oder aus exothermen Prozessen gespeist. Die zukünftige Bedarfsdeckung von Wärme und Dampf muss folglich THG-neutral erfolgen. Die fünf der sechs herangezogenen Quellen erwähnen in diesem Zusammenhang die elektrische Wärmebereitstellung, Power-to-Heat via Elektrodenkessel und Hochtemperatur-wärmepumpe, wovon wiederum zwei die Dampf-Nachverdichtung explizit nennen. Zwei Studien greifen auf eine Prozessdampf- und wärmeversorgung mittels Biomasse und eine Studie auf eine Geothermie basierte Wärmeversorgung zurück – die Geothermie wird hierbei lediglich in kleinerem bzw. ergänzenden Umfang genutzt.

In einigen Prozessen der Grundstoffchemie entstehen prozessbedingte THG-Emissionen, d. h. THG-Emissionen die dem Prozess inhärent sind und dadurch schwer zu vermeiden sind. Aus diesem Grund verbleibt nur die Abscheidung des CO_2 mit anschließender dauerhafter geologischer Einspeicherung (CCS), um diese Emissionen zu reduzieren. Fünf der sechs untersuchten Studien führt die CO_2-Abscheidung und Einspeicherung in geologische Speicherstätten an, wobei sich nicht nur auf prozessbedingte Prozesse beschränkt wird (z. B. Ammoniakproduktion). Drei der fünf Quellen forcieren auch eine CO_2-Abscheidung von biogenem CO_2 (BECCS), wodurch sich theoretisch auch Netto-negativ Emissionen erreichen lassen – z. B. für andere schwerer zu dekarbonisierende Prozesse in der Grundstoffchemie oder Bereiche wie die Land- und Forstwirtschaft.

Ergebnisse für den Zementsektor

Für den Zementsektor erfüllen drei Publikationen die o.g. Kriterien vollständig und eine (IEA) teilweise, da trotz umfangreicher Technologiebetrachtung kein ausreichend ambitionierter Minderungspfad beschritten wird. Auffallend ist, dass die Publikationen alle Carbon Capture als eine wesentliche Technologie zur Defossilierung der Zementindustrie angeben. Weitere inkrementelle Maßnahmen, wie Effizienzsteigerungen, alternative Brennstoffe oder die Reduzierung des Klinkeranteils werden ebenfalls häufig genannt. Da mit lediglich vier von insgesamt 13 untersuchten Publikationen (siehe Anhang) eine relativ kleine Literaturbasis besteht, wird für die nachfolgende Auswahl von Technologien zur Erstellung der Steckbriefe sowohl auf die branchenübergreifende Literatur zurückgegriffen als auch weitere technologiespezifische Literatur eingebunden (siehe Kapitel B.2.4)

Aufgrund der Literatur-Auswertungen und vorigen Ausführungen werden die in der folgenden Tabelle B.4 aufgeführten Technologien als besonders relevant für die Defossillierung von Stahl-, Chemie- und Zementsektor angesehen. Dabei liegt der Fokus auf innovativen Technologien, welche einen maßgeblichen Beitrag zur THG-Neutralität der Industrie leisten können und über inkrementelle Verbesserungen mit begrenztem Minderungspotential hinausgehen. Sie werden daher im Folgenden näher untersucht und ihre wesentlichen Eigenschaften in Form von kriteriengestützten Steckbriefen festgehalten. Diese beinhalten eine Beschreibung der zu analysierenden Technologie, den gegenwärtigen Stand der Technik, Voraussetzungen zur Realisierung, THG-Minderungspotentiale sowie Angaben zu Energie- und Kosteneffizienz. Jeder Steckbrief schließt mit einer zusammenfassenden Analyse von Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken (SWOT-Analyse).

Tabelle B.4: Auswahl an technologischen Lösungsoptionen für die Defossillierung von Chemie, Stahl und Zement

Industriesektor	Defossilierungs-Technologien
Chemie	Naphtha Steamcracker Substitution des Feedstocks (H_2 und CO) Prozessdampf- und Wärmeerzeugung mittels Biomassenutzung / Power-to-Heat CCS/CCU für die prozessbedingten Emissionen im Solvay-Prozess Toloul-2,4-diisocyanat (TDI), Benzenol/Phenol und Acrylsäure/Propensäure
Stahl	Hochofen-Konverter-Route mit CCS Wasserstoff Direktreduktion Eisen-Elektrolyse mit CCS HIsarna® Prozess mit CCS
Zement	Carbon Capture and Storage via Post-Combustion-Technologie Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie Materialsubstitution via Klinkersubstitute Materialsubstitution via alternative Bindemittel

Quelle: eigene Darstellung

B.2.3 Lösungsoptionen für die Stahlindustrie

Die folgende Tabelle gibt vorab einen Überblick über die aus der vorigen Metaanalyse ausgewählten Technologien für die THG-Reduktionen und ihre wesentlichen Eigenschaften. Demnach kommen für weitgehende THG-Minderungen drei verschiedene CCS-Lösungen in Frage, eine Defossilierung kann allerdings nur mit zwei Technologien erreicht werden: a) H_2-Direktreduktion und b) Eisenelektrolyse jeweils im Verbund mit Lichtbogenofen. Die erstgenannte Option ist sowohl technologisch fortgeschrittener als auch ökonomisch vorteilhaft.

Tabelle B.5: Stahlindustrie - Überblick Defossilierungstechnologien

Option	Änderungsart	spezifische Mehrkosten ggü. Referenz	Defossilierungsgrad ggü. Referenz	TRL
1. Hochofen plus CCS (BF+CCS)	Nachrüstung an bestehenden Hochöfen	14 – 27 %	-78 %	4 - 5
2. CO_2-Abscheidung aus Hüttengasen für CCU		63 – 119 %	-50 %	4 - 5
3. H_2-Direktreduktion plus Lichtbogenofen (DRI+EAF)	Ersatz der Hochofen-Route	36 – 61 %	-97 %	4 - 5
4. Eisenelektrolyse plus Lichtbogenofen		65 – 112 %	-97 %	2 - 4
5. Hisarna® plus CCS		9 – 16 %	-86 %	4 - 5

Quelle: eigene Darstellung

Die Produktion von Roheisen- und stahl ist energie- und emissionsintensiv und erfolgt in Deutschland zu etwa 70 % über die konventionelle Hochofen-Konverter Route (Primärstahlerzeugung) und zu etwa 29 % in Elektrolichtbogenöfen (Sekundärstahlerzeugung)[4] [5]. Die Stahlproduktion aus der Sekundärroute gewinnt zunehmend an Bedeutung und hat ihre Produktionsmenge in Deutschland seit den 1990er Jahren bis heute etwa verdoppelt [7].

Die CO_2-Emissionen der Stahlindustrie liegen in Deutschland in den Jahren 2015 bis 2017 mit rd. 55 bis 59 Mio. t CO_2/a in einer annähernd konstanten Höhe [1], [3, S. 133]. Sie haben einen Anteil von ca. 12 % an der Gesamtmenge der nach PRTR[5] berichtspflichtigen CO_2-Emissionen von Deutschland in die Luft. Aufgrund marktbedingter reduzierter Produktion sind die Emissionen im Jahr 2018 jedoch deutlich auf 31,4 Mio. t CO_2 gesunken [9]. Dies entspricht einem Anteil von etwa 6 % an den insgesamt berichtspflichtigen CO_2-Emissionen in Deutschland. Die Reduktion beruht hierbei nicht auf

[4] Etwa ein Prozent der deutschen Produktion entfällt auf die alternative Technologie der Direktreduktion mittels Erdgas, die in einer Anlage in Hamburg zum Einsatz kommt (vgl. Kapitel 1.1.2).

[5] Pollutant Release and Transfer Register.

Klimaschutzmaßnahmen, sodass die Emissionsmengen auch wieder auf das vorige Niveau, und darüber ansteigen, können.

Der Energieverbrauch der deutschen Stahlindustrie liegt 2015 bei insgesamt ca. 170 TWh (612 PJ). Davon entfallen ca. 77 % auf Kohle, 12 % auf Fremdstrom, 10 % Erdgas und 1 % flüssige Brennstoffe (Navigant/Schimmel). Der Einsatz von fossilen Energieträgern und Reduktionsmittel (Kokskohle) sind die Hauptursache für die hohen CO_2-Emissionen der Stahlindustrie, welche sich daher lediglich durch CO_2-Abscheidung (CC) mit anschließender langfristiger Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU) von CO_2 oder einem Wechsel zu CO_2-neutralen Einsatzstoffen in ausreichend großen Umfang reduzieren lassen.

Für eine, möglichst THG- bzw. CO_2-neutrale, Eisen- und Stahlproduktion kommen die folgenden vier Lösungsoptionen in Frage, welche im Folgenden näher erläutert und bewertet werden:

1. Hochofen-Konverter Route in Kombination mit CC,
2. Wasserstoff Direktelektrolyse,
3. Eisenelektrolyse und
4. HIsarna© Prozess.

Weitere Verfahren wie z. B. Top-Gas-Recycling (TGR) können zwar auch zu einer nennenswerten Reduktion der CO_2-Emissionen beitragen, jedoch nicht in dem Umfang, wie er für die Einhaltung der Klimaziele von Paris und der Bundesregierung (Stand heute) nötig wäre. Sie werden daher im Folgenden nicht betrachtet.

B.2.3.1. Hochofen plus Carbon Capture Capture and Storage (BOF+CCS/CCU)

Technologiebeschreibung

Bei dieser Option wird die heute vorherrschende Referenztechnologie (Hochofen-Konverter-Route) um Maßnahmen zur Abscheidung und Speicherung (CCS) bzw. Nutzung (CCU) der CO_2-Emissionen ergänzt. Die CCU-Route kann jedoch aufgrund zusätzlicher Umwandlungsverluste, begrenzter Anwendungs- und Speicherpotenziale nur bis zu 60 % der CO_2-Emissionen einsparen helfen [10]. Daher wird die CCU-Strategie im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter vertieft, sondern lediglich in einigen ausgewählten Abschnitten betrachtet.

Für die bestehenden Hochöfen kommt ausschließlich eine Nachrüstung mit CO_2-Abscheidetechnologien bezogen auf die auftretenden Kuppelgase (Gichtgas sowie, Koksofen- und Konvertergas) in Betracht. Die mit Abstand größten CO_2-Mengen (ca. 82 %) entfallen mit ca. 1,4 t CO_2 pro t Rohstahl auf das Gichtgas im Hochofen [5], sodass sich die CC-Lösungen in der Regel auf diesen Anlagenteil konzentrieren. Das CO_2 wird aus dem Gichtgas separiert und wieder in den Hochofen

zurückgeführt, um den Kohlenstoffbedarf zu senken [11]. Durch dieses sogenannte Top-Gas-Recycling (TGR) können allerdings nur CO_2-Einsparungen von bis zu 26 % (ohne CCS) erreicht werden (siehe Tabelle B.6). Diese verfahrenstechnische Optimierung der Hochofenroute reicht jedoch bei weitem nicht für den Klimaschutz aus. Für eine stärkere Reduzierung der CO_2-Emissionen sind sie letztlich zu sammeln, komprimieren und zu geologischen Speicherstätten in der Nordsee zu transportieren, um sie dort langfristig der Atmosphäre zu entziehen.

Vorteile dieser Technologieroute sind, dass bestehende Hochöfen nachgerüstet werden können, und dass aufgrund des effizienteren Betriebes Kokskohle und somit auch CO_2-Emissionen eingespart werden können. Von Nachteil sind der höhere Energie-/Stromverbrauch durch die Abscheidung, die Reduktion der Flexibilität und die höheren Investitionen und Betriebskosten sowie das begrenzte THG-Reduktionspotenzial (vgl. Tabelle B.6).

Kriterium 1: Technologische Reife

Die Anlagentechnik befindet sich in der Phase von Pilot- bis Demonstration und wird von den betrachteten Quellen mit einem Technology-Readiness-Level (TRL) zwischen 6 und 7 bewertet (siehe Tabelle B.6). Mit einer industriellen Verfügbarkeit wird je nach Quelle ab dem Jahr 2020 oder zwischen den Jahren 2025 und 2030 gerechnet. Laut [12] wurde jedoch eine geplante Demonstrationsanlage, trotz zugesagter Förderung, nicht gebaut, [13] gibt es Hinweise auf geplante (Pilot-)Anlagen in Dünkirchen (2021) und im Rahmen von Northern-Lights (2024), während von [14] keine Fortschritte im Hinblick auf eine Umsetzung von TGR zusammen mit CCS ermittelt werden konnten. Vor diesem Hintergrund erscheinen die obigen Angaben hinsichtlich der baldigen kommerziellen Verfügbarkeit der CO_2-Abscheidung im Stahlsektor unsicher und sind zu hinterfragen. Es ist damit zu rechnen, dass die angestrebten Zielvorgaben nicht eingehalten werden können. In dem Fall besteht angesichts des gestiegenen Zeitdrucks zur Reduktion von THG-Emissionen und aufgrund des begrenzten Reduktionspotenzials (s.u.) das Risiko, dass sich diese Option nicht gegen die anderen Konkurrenztechnologien durchsetzen kann. Es besteht die Gefahr eines lock-in Effekts und von stranded investments.

Tabelle B.6: Übersicht über die wesentlichen Eigenschaften von TGR und BOF+CCS/CCU

Quellen	TRL	Verfüg-barkeit ab	Spez. THG Emissionen	THG-Reduktionspotenzial	Energie-Effizienz (Einsparung)	Energie-verbrauch	CAPEX Techn. *Spez. Produktionkosten*	CO2-Vermeidungs-kosten
Top-Gas Recylcing								
Agora 2019								
Bataille 2020	6-7	2025	60% (mit CCUS)				70-130 $/t	
Chan et al. 2019	7	ab 2025	≤25%		15%			
Eurofer 2013								
IEA 2020	5	2030						
Junjie und West 2018				22%-26% (ohne CCS) 76 % (mit CCS)	Einsatz von Kohle und Koks von 530 kg auf 400 kg reduziert -> ca. 25 % Einsparung		105%	
Keys et al. 2019				22%-26% (ohne CCS) 76 % (mit CCS)				
Weigel 2014				24 % (ohne CCS) 45 % - 60 % (mit CCS)	Kokskohlebedarf wird durch TGR um ca. 25% reduziert	Strombedarf steigt um 360 MJ / t CO2		
Hochofen-Konverter-Route plus CO2-Abscheidung und -Speicherung (CCS/CCU)								
Agora 2019	4-5 (CCU)	2025-2030	0,85 t_CO2/t_RS	50% (63% bei vollst. Gutschrift der CO2-Minderung im Chemiesektor für den Stahlproduzent)		3,6 MWh_el/t_RS	637-858 €/t_RS (2030)	
Bataille 2020	6-7	2025		60% (CCUS)	–	–	–	$70-130/t_Co2
Chan et al. 2019	7	2025+		≤25% (ohne CCS) ≤60% (mit CCS)	15%			
eurofer 2013	Pilot- bis Demophase,	nach 2020		15% (ohne CCS) 60% (mit CCS)				
IEA 2020	5	2030						
Junjie 2018				52%			105%	
Keys et al. 2019	6-7			22%-26% (ohne CCS)				
Weigel 2014	Pilotanlage	2020		-20 bis -80%	Gesamt: 0 bis 15% (-20% durch CCS)	+360MJ_el/t_CO2 (für CCS) Kokskohle:-25%	CAPEX: +5% (TGR) und +30% (CCS) OPEX: +?% (Strom)	–

Quelle: eigene Darstellung

Kriterium 2: Voraussetzungen für die Realisierung

Zentrale Voraussetzung ist die erfolgreiche Hochskalierung der Anlagentechnik auf eine kommerziell verfügbare, industrielle Anlagengrößen unter Beibehaltung der jetzigen Abscheideraten und Wirkungsgrade. Dazu gehören u.a. noch Sicherheitstechniken zur Vermeidung von Gasleckagen, die Optimierung der Einblasparameter für das rezyklierte CO_2 und ggf. angepasste Materialien zur Vermeidung von metal dusting bei hohen Temperaturen und Kohlenstoffgehalten [15].

Eine weitere wesentliche Voraussetzung ist die Nachrüstbarkeit von bestehenden Hochofenanlagen. Dazu gehört auch der Platz für die nötigen Abscheidungs-Technologien inkl. Kompression und Speicherung sowie Infrastruktur für den CO_2-Abtransport am Standort selbst. Als nicht-technische Voraussetzung kommt in diesem Fall die „Schaffung“ von Akzeptanz für eine Nutzung von CCS hinzu, die aus heutiger Sicht das größte Hemmnis für diese Option darstellen kann.

Für den höheren Strombedarf könnte eventuell eine Verstärkung der elektrischen Anschlussleistung erforderlich werden.

Eine Umsetzung von TGR plus CCS wird sich aus betriebswirtschaftlichen Gründen an den Reinvestitionszyklus der bestehenden Hochofen-Anlagen orientieren. Dies erschwert den Einstieg in diesen Technologiepfad und führt anschließend für die nächsten 15 bis 20 Jahre zu einem lock-in in eine nicht ausreichend klimaneutrale Stahlproduktion.

Kriterium 3: THG-Reduktionspotential

Durch den Einsatz des Top-Gas-Recyclings ohne CCS/CCU wird eine Minderung von 15 bis 25 % der THG-Emissionen aus der Referenztechnologie (Hochofen-Konverter-Route) erwartet. Mit der zusätzlichen geologischen Speicherung des abgeschieden CO_2 könnten bis zu 60 % [10][12] oder sogar bis zu 80 % [11] der CO_2-Emissionen aus der Stahlproduktion vermieden werden. Diese Potenziale werden jedoch ohne anderweitige Kompensationen nicht ausreichen, um die Ziele einer klimaneutralen bzw. einer nahezu klimaneutralen Stahlproduktion zu erfüllen.

Kriterium 4: Energieeffizienz

Der Einsatz des Top-Gas-Recyclings ist eine Optimierungsmaßnahme des Hochofenbetriebs und kann den bisher benötigten Energiebedarf (Kokskohle) für die Primärstahlerzeugung um bis zu 15 % (25 %) reduzieren. Dagegen steigt durch den Einsatz von CCS (CO_2-Abscheidung) der Strombedarf um ca. 360 MJ pro Tonne CO_2 [11], so dass die Energieeinsparung durch TGR zumindest teilweise kompensiert wird. Zudem steigt der Energieaufwand für die Speicherung mit zunehmender Entfernung zu den CO_2 Speichern z. B. vor der norwegischen Küste noch an[6]

Kriterium 5: Kosteneffizienz

Für die Investitionen zur Ausrüstung von Hochöfen mit TGR (Neubau) wird ein Mehraufwand von ca. 5 % in Bezug auf die Investitionssumme erwartet [11], [16]. Hinzu kommen dann Investitionen für eine CO_2-Abscheidung in Höhe von ca. 30 % im Vergleich zu einem Hochofen ohne CCS sowie höhere Betriebskosten durch den höheren Stromverbrauch [11]. Für die CO_2-Vermeidungskosten gibt [10] eine Bandbreite zwischen 70 und 130 $US/t CO_2 an, was bezogen auf den mittleren Wechselkurs im Jahr 2020 umgerechnet 62 bis 114 € entsprechen würde[7]. Eine Investition in diese Technologieoption würde demnach erst bei entsprechenden CO_2-Preisen ggü. der heutigen Technologie wirtschaftlich werden.

[6] In der Quelle wird unterstellt, dass in einer Entfernung von bis zu 200 km Speicherstätten vorhanden sind.

[7] Quelle: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/

Tabelle B.7: SWOT-Analyse für Hochofen-Konverter-Route plus CCS/CCU

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Geringerer Kokskohlenbedarf • Höhere CO_2-Gehalte im Abgas für CCS Einsatz • Relativ geringe Mehrkosten • Nachrüstung von bestehenden Anlagen möglich • Entwicklung relativ weit fortgeschritten	Schwächen • Höherer Strombedarf • Höhere Investitionen und Betriebskosten • Geringere Flexibilität als Referenztechnologie • Begrenztes THG-Reduktionspotenzial
Externe Faktoren	Chancen • Schneller Einsatz für THG-Reduktion der Stahlindustrie • Erhalt bestehender Stahlproduktionsstandorte • Techno-ökonomische Fortschritte bei CCS-Technologie • Globale Nachfrage nach CO_2-Reduktionslösungen für Hochöfen	Risiken • Zu späte kommerzielle Verfügbarkeit • Höhere Anforderungen an CO_2-Reduktion • Fehlende Akzeptanz für CCS insgesamt • Erfolgreiche Konkurrenztechnologien mit tieferer Dekarbonisierung, wie H-DRI, vorhanden

Quelle: eigene Darstellung

B.2.3.2. Wasserstoff-Direktreduktion plus Lichtbogenofen (HDR+EAF)

Technologiebeschreibung

Das Verfahren der Wasserstoff-Direktreduktion (HDR) baut je nach Einsatzstoff und Ofentechnologie auf den heutigen Direktreduktionsverfahren MIDREX (Stückerze oder Pellets im Schachtofen) bzw. FINMET (Feinerze im Wirbelschichtofen) auf, die bisher überwiegend Erdgas oder auch Kohle als Reduktionsmittel verwenden. In einer HDR-Anlage wird festes Eisenerz durch Wasserstoffgas zu Eisenschwamm (DRI[8]) reduziert, welcher in einem Lichtbogenofen (EAF) durch Schmelzen und Entfernen von Gangarten[9] zu Stahl weiterverarbeitet wird.

Für die Ausführung kommen Schacht-, Drehrohr- oder Wirbelschichtofen in Frage. Die erste HDR Demonstrationsanlage (Circored®) wurde 1999 in Trinidad realisiert, nutzt Feinerz in einem Wirbelschichtofen und erzeugt einen Kohlenstoff freien Eisenschwamm mit einem Eisengehalt von

[8] direct reduced iron

[9] Nicht-metallische Bestandteile im Eisenerz.

mindestens 95 % [11]. Die Anlage besitzt eine Produktionskapazität für hot-briquetted-iron (HBI) von 500 kt/a und ist aktuell (Stand 2018) nicht (mehr) in Betrieb [17].

Durch die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff für die HDR-Anlage und erneuerbarem Strom für die EAF Anlage ermöglicht dieses Verfahren eine nahezu CO_2-freie Roheisen- und Stahlerzeugung[10]. Daher wird die HDR als sehr vielversprechende Option für eine klimaneutrale Stahlproduktion angesehen.

Weitere Vorteile von HDR sind niedrigere Prozesstemperaturen (≤1.000 °C), die den Aufwand für die Wärmebereitstellung verringert, eine höhere betriebliche Flexibilität durch die mögliche Zwischenlagerung des Eisenschwamms und die in der Regel kleineren Anlagengrößen.

Die Verwendung der Technologie ist mit folgenden Nachteilen verbunden: höhere Kosten für den Einsatz von Feinerzen mit hohen Eisenanteilen, was demzufolge höhere Abhängigkeit von Erzquellen und -lieferanten bedeutet, sowie insgesamt höhere Energieverbräuche und Produktionskosten.

Kriterium 1: Technologische Reife

Bei der technologischen Reife ist zwischen bereits kommerziell arbeitenden DR-Anlagen, welche Erdgas und kein H_2 verwenden, und den angestrebten neuen Anlagenkonzepten auf Basis von Wasserstoff bzw. einer Mischung aus Erdgas und Wasserstoff zu unterscheiden. In kommerziell verfügbaren DR-Anlagen (TRL 9) kann heute bereits Erdgas in einem Umfang von bis zu 30 vol.-% durch Wasserstoff ersetzt werden. Anlagen mit höheren H_2-Zumischungen erreichen ein TRL von 7 und HDR-Anlagen mit 100 % H_2 einen TRL von 5 [18]. Insgesamt wird von den betrachteten Studien ein TRL zwischen 4 und 7 angegeben [10], [12](siehe Tabelle B.8). Demnach befindet sich die HDR-Technologie insgesamt in einem Stadium zwischen Versuchsaufbau im Labor und realisierten Prototypen. Die oben genannte erste relativ große Demonstrationsanlage wird vermutlich einen TRL von 6 aufweisen.

[10] Mit Ausnahme von indirekten Emissionen in der Vorkette.

Aktuell werden zumindest die folgenden Aktivitäten zum Aufbau von HDR-Demonstrationsanlagen und Kapazitäten verfolgt [12], [18], [19]:

- In Hamburg plant die ArcelorMittal S.A. zusätzlich zu der bestehenden Erdgas-DR-Anlage die Errichtung einer HDR-Kapazität in Höhe von ca. 100.000 t DRI/a. Die Inbetriebnahme soll im Jahr 2023 erfolgen.
- HYBRIT[11]: In Lulea im Nordosten Schwedens wird in der Nähe einer Eisenerzmine eine Pilotanlage mit einer Kapazität von ca. 10.000 t DRI/a errichtet, welche im Jahr 2020 fertig gestellt wurde. Diese Anlage wird aktuell ergänzt um eine klimaneutrale Produktionsanlage von Eisenerzen sowie die Errichtung und Inbetriebnahme eines großen H_2-Untergrundspeichers bis zum Jahr 2025. Auf dieser Basis soll dann bis zum Jahr 2025 eine Demonstrationsanlage in Betrieb gehen, welche die gesamte Wertschöpfungskette von den Pellets bis zum Stahlprodukt abbildet.
- SALCOS: Am integrierten Stahlwerksstandortes in Salzgitter arbeitet das Unternehme Salzgitter AG im Kontext eines Forschungsvorhabens an einer mehrstufigen DR Einführung auf Basis von Erdgas und Wasserstoff. Der grüne Wasserstoffanteil soll zunächst 35 % betragen und dann sukzessive auf 100 % erhöht werden.

Mit dem Erreichen von kommerziellen HDR-Anlagen, was einen TRL von 8-9 bedeutet, wird frühestens zwischen den Jahren 2025 bis 2035 gerechnet (Agora Energiewende 2019a; Keys et al. 2020).

[11] https://www.hybritdevelopment.se/en/a-fossil-free-future/

Tabelle B.8: Übersicht über die wesentlichen Eigenschaften von HDR+EAF

Quellen	TRL	Verfüg-barkeit ab	Spez. THG Emissionen	THG-Reduktionspotenzial	Energie-Effizienz (Einsparung)	Energie-verbrauch	CAPEX Techn. *Spez. Produktionkosten*	CO2-Vermeidungs-kosten
Wasserstoff Direktreduktions-Anlagen (HDR)								
Agora 2019	4-5	2025-2030	0,05 t_CO2/t_RS	97%		3,3 MWh_el/t_RS	532-630 €/t_RS (2050)	
Bataille	4-6	2030		99%			break-even @ 34-68 €/t und 40€/MWh	
Chan et al. 2019	7	2030-2035		≤95%	20%	3,48 MWhel/t_steel	OPEX +20%/30% (SSAB) bis +80% (Voestalpine) 361-640 €/t steel	
Eurofer 2013	Heute: Pilotphase 2020: Demonstrator >2030: Einsatz	2030		5% (NG, ohne CCS) 80% (NG, mit CCS)	10-20% (allg.)			
IEA 2020	9 für NG-DR (≤30%) 7 für HDR (>30%) 5 für HDR (100%)	Heute (NDR) 2030 (HDR)	Hoch		–		–	
Junjie und West 2018	5	2035	0,03 t/t_RS				414-772 €/t_RS	
Keys et al. 2019	2-4 für NG-DR 7 für HDR	–	–		–		–	
Weigel 2014	Pilotanlage			im Vergleich zum Hochofen "quasi CO2-frei"	5 - 30%		874 €/t_RS	

Quelle: eigene Darstellung

Kriterium 2: Voraussetzungen für die Realisierung

Für eine breite und kommerzielle, industrielle Anwendung sind zunächst die technologischen Weiterentwicklungen und Hochskalierungen der heutigen Pilotanlagen zu realisieren (s.o.).

Der Energieträgerwechsel zu grünem Strom und Wasserstoff für die CO_2-freie Stahlproduktion mittels HDR-Anlagen setzt ausreichend EE-Strom sowohl für die Erzeugung von Wasserstoff als auch für die Endverarbeitung in den EAF voraus. Für einen vollständigen Ersatz der konventionellen Primärstahlproduktion (Hochöfen) in Deutschland in Höhe von rd. 30 Mio. t pro Jahr durch HDR-Anlagen summiert sich der zusätzliche Strombedarf auf 75 bis 99 TWh EE-Strom[12] und der H_2-Bedarf auf 42 TWh pro Jahr.

Für eine Erzeugung des Wasserstoffs am Ort der Stahlproduktion würden aufgrund des hohen Stromverbrauchs starke Netzknoten im Gigawatt-Bereich und entsprechende Verstärkungen bzw. Ausbauten des Stromtransportnetzes z. B. in Form von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung benötigt.

[12] Der untere Wert gilt für eine zusätzliche Verwendung von Biomethan, um den Strom- und H_2-Bedarf im HDRI und EAF Prozess zu reduzieren [19], während der obere Wert für reinen H_2-Einsatz gilt.

Im Vergleich dazu erscheint eine Belieferung der HDR-Anlagen mit grünem Wasserstoff per Pipeline vorteilhafter, da diese größere Transportkapazitäten aufweisen. Für den Import von geeigneten Eisenerzen und von grünem Wasserstoff ist zudem die Nähe zu Häfen von Vorteil. Eine interessante Möglichkeit für neue HDR-Anlagen besteht darin, die Eisenschwammproduktion an der Küste und damit in der Nähe zu den offshore-Windstrompotenzialen bzw. zu H_2-Importstationen zu errichten und den Eisenschwamm dann zu den EAF im Hinterland zu transportieren[13].

Grundsätzlich ist eine Nähe zu Gasnetzen und -speichern sowie zu Stromnetzen eine wichtige Voraussetzung für künftige HDR-Anlagen.

Kriterium 3: THG-Reduktionspotential

Für HDR-Anlagen werden im Vergleich zur Referenztechnologie (Hochofen-Konverter-Route) THG-Reduktionspotenziale bis zu 95 und 98 % angegeben. Die spezifischen CO_2-Emissionen pro Tonne Rohstahl werden vereinzelt mit 0,03 t [21] und 0,05 t [5] angegeben. Selbst bei einem Einsatz von Erdgas kann in DR-Anlagen mit nachgeschaltetem CCS ein Reduktionspotenzial von 80 % erreicht werden [1][14]. Demnach verspricht die zugrundeliegende Verfahrenstechnologie grundsätzlich ein hohes bis sehr hohes THG-Reduktionspotenzial, welches mit 95 bis 99 % höher ausfällt als dasjenige von der Hochofen-Konverter-Route mit CCS und von HIsarna mit CCS.

Zentrale Voraussetzung für die Realisierung der o.g. Reduktionspotenziale von HDR-Anlagen ist, dass nur grüner Wasserstoff (mittels Elektrolyse aus EE-Strom) zum Einsatz kommt.

Kriterium 4: Energieeffizienz

Bei der energetischen Betrachtung ist der Wechsel der Energieträger zu beachten. Die Referenztechnologie weist einen spezifischen Energieverbrauch von rd. 5 MWh pro Tonne Rohstahl auf, bei einem spezifischen Stromverbrauch von etwa 0,4 MWh [22]. HDR-Anlagen benötigen mit ca. 3,3 MWh Strom pro Tonne Rohstahl etwa zehnmal so viel Strom, dagegen jedoch keine fossilen Roh- bzw. Brennstoffe mehr. Der spezifische Wasserstoffbedarf liegt bei etwa 1,4 MWh pro Tonne Rohstahl. Einen Überblick über die Energieverbräuche nach Quellen zeigt Tabelle B.8.

Kriterium 5: Kosteneffizienz

Für die Produktion einer Tonne Rohstahl (RS) mit HDR-Anlagen folgt aus den betrachteten Studien eine Kostenspanne von 361 bis 772 €, welche von den getroffenen Annahmen insbesondere zu Anlagen-, Strom- und Wasserstoffpreisen abhängt. Die Produktionskosten liegen in der Regel heute noch deutlich über denen der Referenztechnologie – rd. 390 €/tRS. Diese dürften allerdings aufgrund steigender Kohle- und CO_2-Preise in der Zukunft ansteigen. Für Strompreise von 60-70 €/MWh (50-60

[13] Siehe Strategie von Uniper in Wilhelmshaven [20]

[14] Allerdings sind hierbei zusätzlich die nicht unerheblichen Emissionen aus der Vorkette zu berücksichtigen.

€/MWh) in 2030 (in 2050) und H_2-Preise von 3,3-5,7 €/kg (3-4 €/kg) in 2030 (und in 2050) folgen CO_2-Vermeidungskosten zwischen 60 und 99 €/tCO_2 in 2030 und zwischen 85 und 144 €/tCO_2 im Jahr 2050 [5], [19].

Tabelle B.9: SWOT-Analyse für HDR-Anlagen

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Fossil- und CO_2-freie Stahlproduktion möglich • Flexibler Produktionsprozess • Dezentrale Standorte möglich • Voraussichtlich in 5-10 Jahren kommerziell verfügbar • Variabilität bei Gaseinsatz (Erdgas, Biomethan und Wasserstoff). Mischungen ebenfalls möglich	Schwächen • Höherer Stromerbrauch ggü. Referenztechnologie (ca. 10 mal so viel) • Höhere Qualitäts-Anforderungen an Eisenerze (Feinerz) • Weniger und prinzipiell teurere Eisenerzquellen • Kleinere Produktionskapazitäten als heute
Externe Faktoren	Chancen • Zunehmende Wettbewerbsfähigkeit mit steigenden CO_2-Preisen bzw. -Abgaben • Global steigende Anforderungen an klimaneutrale Stahlproduktion sowie Nachfrage nach grünen Stahl • Ausbau von erneuerbaren Energien • Kostensenkungen bei EE-Strom und Wasserstoff	Risiken • Verzögerungen bei der technologischen Realisierung von Industrieanlagen • Verzögerungen beim Ausbau von EE- und Elektrolysekapazitäten • Engpässe bei der Versorgung mit EE-Strom bzw. grünem Wasserstoff

Quelle: eigene Darstellung

B.2.3.3. Eisenelektrolyse plus Lichtbogenofen

Die elektrolytische Herstellung von Metallen wie z. B. Aluminium und Magnesium gehört zum Stand der Technik. Im Vergleich zur ausgereiften und etablierten Hochofenroute spielt sie jedoch bisher keine Rolle für die Produktion von Eisen und Stahl. Die direkte strombasierte Elektrolyse von Eisenerzen zu Eisen mit anschließender Veredlung zu Stahl in Lichtbogenöfen[15] eröffnet jedoch eine CO_2-freie Stahlproduktion, sofern dafür ausschließlich EE-Strom verwendet wird.

Im Rahmen der europäischen ULCOS (ultra low CO_2 steelmaking) Forschung wurden zwei Elektrolyse-Verfahren untersucht, die für eine Eisenherstellung grundsätzlich in Frage kommen könnten:

1) die Niedertemperatur-Elektrolyse (Elektrowinning, ULCOWIN) in Natronlauge bei einer Temperatur von ca. 100 bis 110° C sowie
2) die Hochtemperatur-bzw. Schmelzoxid-Elektrolyse bei Temperaturen von (über) 1600 °C (ULCOLYSIS).

Im Folgenden wird lediglich das erste Verfahren (ULCOWIN) näher betrachtet, da es gegenüber dem anderen Verfahren einen kleinen Entwicklungsvorsprung hat und weniger Strom benötigt. Im Hinblick auf die Möglichkeiten für eine CO_2-freie Stahlproduktion sind beide Verfahren jedoch sehr ähnlich gelagert.

Die Vorteile des neuen Verfahrens sind, dass außer Strom keine fossilen Energieträger – auch kein Wasserstoff – mehr benötigt werden. Die energetische Effizienz ist daher besser als bei den HDR-Anlagen. Die Anlagen sollen zudem flexibler einsetzbar und besser skalierbar sein.

Von Nachteil ist dagegen, dass für die Eisenproduktion sowohl sehr große Leistungen als auch Mengen an EE-Strom benötigt werden, was die Integration im Stromnetz erschwert. Zudem sind die Anlagen relativ groß, so dass auf kompakte Bauweisen zu achten ist [12].

Kriterium 1: Technologische Reife

Für die Eisenelektrolyse geben die verwendeten Quelle eine relativ große Bandbreite bzgl. der technologischen Reife an, der TRL reicht von 2 (Konzeptphase) bis zu 6 (vollständiger Prototyp). Die Mehrzahl der Quellen verortet die Technologie jedoch noch an der Grenze zwischen Labor- und Pilotphase und damit noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium. Das ULCOWIN Verfahren wurde bereits in Form einer kleinen Pilotanlage demonstriert (TRL 5) und könnte im Rahmen des SIDERWIN Projekts bis zum Ende der Laufzeit (Jahr 2022) ein TRL von 6 erreichen [23]. Dagegen befindet sich das ULCOLYSIS Verfahren noch in der Laborphase (TRL 4) und es sind noch materialspezifische Verbesserungen zu erzielen (s.u.) [24].

[15] Hierfür ist in geringen Mengen eine Zugabe von Kohlenstoff erforderlich.

Bei anhaltendem Fortschrittgeschwindigkeit könnte im Jahr 2030 mit einer Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von 130.000 t Rohstahl/a gerechnet werden. [12] geht davon aus, dass große Testanlagen nicht vor dem Jahr 2040 existieren. Die Mehrheit der Quellen erwartet einen industriellen Einsatz der Eisenelektrolyse nicht vor dem Jahr 2040 (siehe Tabelle B.10).

Kriterium 2: Voraussetzungen für die Realisierung

Die zentralen Voraussetzungen für eine Realisierung der Technologie befinden sich zunächst noch im Forschungs- und Entwicklungsbereich. Bei dem NT-Verfahren (ULCOWIN) gehört dazu vor allem die erfolgreiche Hochskalierung zu großen Demonstrationsanlagen. Im Vergleich dazu sind bei dem HT-Verfahren (ULCOLYSIS) noch grundlegende Materialprobleme bei den Anoden zu bewältigen. Für die hohen Temperaturen und das flüssige Elektrolyse-Schmelzbad sind ausreichend beständige und korrosionsfeste Anoden zu entwickeln [24].

Für die direktelektrolytische Umwandlung von Eisenerz in Roheisen werden sehr große elektrische Leistungen und Strommengen benötigt. Für den Ersatz eines mittelgroßen Hochofens ist mit einer Anschlussleistung von 1 GW_{el} zu rechnen [1]. Ein Ersatz aller Hochöfen in Deutschland durch die NT-Eisenelektrolyse (ULCOWIN) würde zu einem Strombedarf von 85 TWh/a führen [19]. Eine weitere zentrale Voraussetzung für eine Realisierung dieser Technologie in Deutschland sind Verstärkungen der Stromnetze zu und an den Produktionsstandorten sowie ein entsprechend erhöhter EE-Ausbau in Deutschland und Europa.

Kriterium 3: THG-Reduktionspotential

Das THG-Reduktionspotenzial ist im Falle einer reinen Nutzung von EE-Strom mit 95 bis 99 % sehr hoch und schneidet aus energetischen Gesichtspunkten (s.u.) im Vergleich zu den anderen innovativen Stahlprozessen besser ab, da weniger Umwandlungsschritte nötig sind. Es hilft zudem die Emissionen aus den Vorketten (Kohle, Koks und Erdgas) einzusparen.

Die spezifischen CO_2-Emissionen liegen mit ca. 0,05 t CO_2 pro t Rohstahl um 97 % unter den heutigen Emissionen aus der Hochofenroute [19].

Kriterium 4: Energieeffizienz bzw. Energieverbrauch

Für die Eisenelektroylse wird je nach Quelle ein Stromverbrauch zwischen 9,4 und rd. 12 GJ pro Tonne Rohstahl angegeben (siehe Tabelle B.10). Während der Stromverbrauch damit um ein Vielfaches höher ist als bei der Hochofen-Konverter-Route liegt der gesamte Energiebedarf um 14 bis 33 % unter dem Wert der heutigen Referenztechnologie (ca. 14 GJ/t).

Im Vergleich zu den innovativen HDR-Anlagen wird maximal ein um ca. 21 % niedrigerer Stromverbrauch erreicht oder ein annähernd gleicher Wert. Dieser Unterschied resultiert aus den fehlenden Umwandlungsverlusten für die strombasierte Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Kriterium 5: Kosten bzw. Kosteneffizienz

Die betrachteten Quellen geben eine große Bandbreite an langfristig zu erwartenden spezifischen Investitionen in Eisenelektroylse-Anlagen an. Diese betragen zwischen 618 und 3350 € pro t Produktionskapazität (siehe Tabelle X) und würden damit um 156 bis 857 % über den Investitionen in neue Hochöfen und Konverter nach [5, S. 167f] liegen. [12] schätzen Mehrkosten von ca. 200 € pro t Produktionskapazität.

Je nach den Annahmen für die Stromkosten und sonstige Betriebskosten werden für die künftig denkbaren spezifischen Produktionskosten Werte zwischen 645 und 828 € pro t Rohstahl angegeben [5]. Die Erzeugung von Rohstahl mittels der Eisenelektrolyse würde dementsprechend zwischen etwa 254 und 437 € pro Tonne teurer sein als heutiger Rohstahl aus der Hochofen-Konverter-Route. Gemäß den Annahmen dort (u.a. Strompreis von 60 €/MWh) hinter diesen Berechnungen werden CO_2-Vermeidungskosten zwischen 170 und 192 €/t CO_2 abgeleitet.

Tabelle B.10: Techno-ökonomische Eigenschaften der Eisenelektrolyse

Quellen	**TRL**	**Verfüg-barkeit ab**	**Spez. THG Emissionen**	**THG-Reduktionspotenzial**	**Energie-Effizienz (Einsparung)**	**Energie-verbrauch**	**CAPEX Techn. *Spez. Produktionkosten***	**CO2-Vermeidungs-kosten**
Eisenelektrolyse (Elektrowinning / ULCOWIN)								
Agora 2019	2-4	2050	0,217t_CO2 /t_RS (-87%) {<1 Mio. t bis 2050}		Energieträger-wechsel => 7facher Strombedarf	2,9 MWh/t_RS	900-3350 €/t_RS *645-828 €/t_RS*	170-192 €/t_CO2
Bataille	3-5	2035-2040		99%				
Chan et al. 2019	5-6	2040		≤95%	40%		Mehrkosten von ca. 200 €/t_RS	
Eurofer 2013	2020: Labor-Pilotphase 2030: Demonstrator >2040: Einsatz	2040		30% (Strommix heute) 98% (CO2-freier Strom)				
IEA 2020	4 Pilotanlage ab 2020							
Junjie und West 2018	5-6 (ULCOWIN) 4 (ULCOLYSIS)					11,96 GJ/t_RS	2050: 618-1254 €_2015/t_RS (eher 640 €/t)	
Keys et al. 2019	5-6					9,4-10,8 GJ/t_pi		
Weigel 2014	1-3 (Grundlagen-forschung	2040		≤100%	10-50%	7,4 GJ/t_HBI	639 €/T_RS	–

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle B.11: SWOT-Analyse für die NT-Eisenelektrolyse (nach ULCOWIN)

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Niedrige Betriebstemperaturen • Unabhängig von anderen Energieträgern außer Strom • Energetisch effizienter als Referenz- und Konkurrenztechnologien • Sehr hohe Dekarbonisierung möglich	Schwächen • Noch sehr frühes Entwicklungsstadium • Last-und stromintensiv • Höhere Kosten als Referenztechnologie • begrenzte Flexibilität (vermutlich Grundlast)
Externe Faktoren	Chancen • CO_2-freie Stahlproduktion • Sinkende Strompreise • Steigende CO_2-Preise und Abgaben • Starker EE- und Netzausbau • Hohe Potenziale an regelbaren EE-Stromerzeugungsanlagen	Risiken • Zu späte technologische Reife • Fehlende Anschlusskapazitäten im Stromnetz • Hohe bzw. variable Strompreise • Zusätzlicher Flexibilitäts- bzw. Backup-Bedarf

Quelle: eigene Darstellung

B.2.3.4. HIsarna© Prozess

Bei dem sogenannten HIsarna© Prozess handelt es sich um eine Innovation der kohlebasierten Roheisenerzeugung für die Stahlproduktion als Alternative zur heutigen Hochofen-Konverter-Route als Referenztechnologie. Das neue Verfahren besteht aus einer integrierten Kombination eines Zyklon-Konverter-Schmelzofens (CCF[16]) des indischen Stahlkonzerns Tata Steel Limited (Tata Steel) und der von der brasilianischen Bergbaufirma Rio Tinto entwickelten HIsmelt Technologie (siehe Abbildung B.4). Der zentrale Vorteil dieses Verfahrens ist, dass das Eisenerz direkt zusammen mit der Kohle zu flüssig-heißem Roheisen umwandelt werden kann[17]. Dadurch können die bisher nötigen Vorbehandlungsprozesse, die Kokerei sowie die Sinterung und Pelletierung von Eisenerzen, in der konventionellen Hochofenroute eingespart werden. Dies soll künftig eine Stahlproduktion mit mindestens 20 % weniger CO_2-Emissionen ohne CO_2-Abscheidung und in Kombination mit CO_2-Abscheidung eine Reduktion der CO_2-Emissionen um insgesamt bis zu 80 %, im Vergleich zur heutigen Referenztechnologie, ermöglichen [25]. Die hohe THG-Reduzierung mit CO_2-Abscheidung ergibt sich aus dem deutlich höheren CO_2-Anteil im Abgasstrom ggü. der Referenztechnologie (Hochofenroute).

[16] Cyclone converter furnace

[17] Detailliertere Prozessbeschreibungen sind hier zu finden: [16], [25], [26]

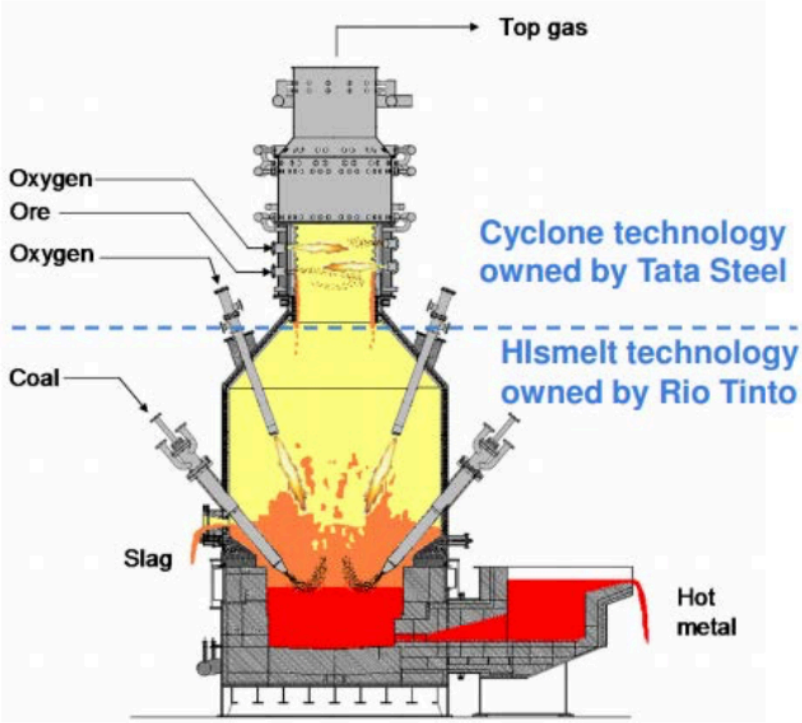


Abbildung B.4: Vereinfachtes Schema des HIsarna© Prozesses für CCS-Nutzung (Keys et al. 2019)

Kriterium 1: Technologische Reife

Die technologische Reife des HISarna®-Verfahrens wird von den betrachteten Quellen mit einem TRL zwischen 4 und 7 bewertet [5], [10], [12], [27]. Das heißt, dass sich die Technologie in einem Stadium zwischen einem Versuchsaufbau „im Labor“ und „einem Prototypen im Einsatz“ befindet. Der Hersteller Tata Steel hat bereits im Jahr 2011 eine erste Pilotanlage mit einer nominalen Produktionsmenge von 60 kt Roheisen/a am Standort Ijmuiden (Niederlande) in Betrieb genommen und zuletzt (Ende 2017) einem 6 monatigen Langzeittest unterzogen [28][29]. Diese Pilotanlage erreicht somit ein TRL von 6.

Mit einem TRL von 8 bis 9 bzw. einer kommerziellen Verfügbarkeit von Anlagen wird ab dem Jahr 2030 [26] bzw. frühestens ab 2035 gerechnet [19]. Tata Steel strebt für seine Pilotanlage an, dass sie bis 2020 einen TRL Wert von 8 erreicht bzw. bis zum Jahr 2022 als kommerzielle Demonstrationsanlage eingesetzt werden kann [25]. Zugleich gibt Tata Steel in einer anderen Quelle an: *„Sollte die Technologie erfolgreich auf Industriemaßstab hochskaliert werden können, wird es weitere 10 Jahre dauern, um HIsarna kommerziell nutzbar zu machen. Daraufhin kann die Technologie im Rahmen von Greenfield-Projekten angewendet werden.“* [28]. Wenn man für die Hochskalierung die gleiche Vorlaufzeit (Konzept bis Inbetriebnahme) von sieben Jahren unterstellt, die für die jetzige Pilotanlage nötig war, dann würde das ab heute gerechnet bedeuten, dass mit einer ersten kommerziell verfügbaren Industrieanlage erst ab dem Jahr 2037 zu rechnen ist.

Kriterium 2: Voraussetzungen für die Realisierung

Aufgrund der fehlenden Vorbehandlungsschritte für das Eisenerz und die Steinkohle wird eine neue HIsarna© Produktionsanlage weniger Fläche als die Referenztechnologie benötigen. Eine größere Bandbreite an möglichen Einsatzstoffen inklusive einem höheren Schrottanteil eröffnet grundsätzlich mehr Flexibilität bei der Standortwahl. Die Ausrichtung an Standorten mit hoher Qualität an die Steinkohle und/oder Eisenerzen fällt nicht so stark wie bei der Referenztechnologie ins Gewicht.

Grundsätzlich wird jedoch die Nähe zu leistungsstarken Transportwegen (Schiff und Bahn) und energetischen Infrastrukturen wie Strom- und Gasnetz wichtig bleiben. Ein guter Stromnetzanschluss wird aufgrund des höheren Stromverbrauchs relevanter, ebenso wie die geografische/räumliche Nähe zu erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen bzw. die Möglichkeiten zum Bezug von CO_2-armen EE-Strom.

Die notwendige Kopplung mit CC-Technologien wird dagegen zu einer starken Eingrenzung von in Frage kommenden Standorten führen, zum einen da es in einigen Ländern an Akzeptanz für CCS generell mangelt und zum anderen, weil der Abtransport vom abgeschiedenen CO_2 teuer ist und mit zunehmender Entfernung von den geologischen Speicherstätten z. B. vor der niederländischen oder norwegischen Küste steigt. Daher ist mit der Errichtung neuer Anlagen vorzugsweise in Küsten- bzw. Hafennähe zu rechnen.

Generell werden die Anlagen sehr wahrscheinlich komplett neu errichtet werden (greenfield), da sich ein Umbau von bestehenden Anlagen wegen der unterschiedlich langen Lebensdauern von Hochofen (ca. 20 Jahre) und Vorbehandlungsanlagen (bis zu 50 Jahre) weniger gut rentieren wird.

Kriterium 3: THG-Reduktionspotential

Für den HIsarna© Prozess (ohne CCS/CCU) werden spezifische CO_2-Emissionen in einer Höhe von 1,1 bis 1,5 t CO_2 /t Roheisen angegeben [16], [19][18]. Im Vergleich zum Referenzfall mit 1,5 bis 1,7 t CO_2 / t Roheisen [1] können somit 12 bis 26 % an CO_2-Einsparungen erzielt werden. Allgemein wird ein CO_2-Reduktionspotenzial ohne CCS/CCU von 20 % erwartet [1], [25]. Dieses Reduktionspotenzial resultiert allein aus der Einsparung der energieintensiven konventionellen Vorbehandlungsprozesse (s.o.). Dabei ist zu beachten, dass die Emissionen aus den Pelletierungsanlagen standortseitig in der Regel an die Erzproduzenten gebunden sind. Daher können ihre Emissionen erst dann eingespart werden, wenn ein großer Teil der Stahlproduktion auf Prozesse wie HIsarna© umgestellt werden, so dass sie tatsächlich außer Betrieb genommen werden können.

Um deutlich größere CO_2-Reduktionen als -20 % zu erreichen, ist eine Kopplung von HIsarna© mit einer CO_2-Abscheidung erforderlich. Die sehr hohe CO_2-Konzentration im Abgas bietet hierfür im Vergleich

[18] Es bleibt unklar, ob sich diese zunächst (vermutlich) nur auf die Pilotanlage beziehen oder auch auf eine spätere Anlage Im Industriemaßstab. Im Falle einer erfolgeichen Hochskalierung ist aufgrund von Skaleneffekten mit tendenziell niedrigeren spezifischen Emissionsfaktoren zu rechnen.

zu Referenztechnologie deutliche techno-ökonomische Vorteile. Für HIsarna© Anlagen mit Abscheidetechnologien werden CO_2-Reduktionspotenziale zwischen 70 und 90 % angegeben [1], [5], [10][19].

Von den innovativen fossilen Stahlproduktionsanlagen bietet der HIsarna© Prozess damit zwar für die Zukunft die potenziell geringsten CO_2-Emissionen. Diese reichen jedoch nicht aus, um zukünftig CO_2-neutral Stahl zu produzieren. Zudem bleibt aus heutiger Sicht offen, ob die zuvor genannten Werte tatsächlich von industriellen Anlagen verifiziert werden können.

Kriterium 4: Energieeffizienz

Bezogen auf den gesamten Energieverbrauch wird für einen künftigen industriellen HIsarna© Prozess allgemein eine mögliche Einsparung von (wenigstens) 20 % angegeben [1]. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der spezifische Stromverbrauch mit ca. 500 kWh_{el}/t Rohstahl (inkl. CO_2-Abscheidung für CCS) um ca. 40 % über dem der Referenztechnologie liegt. Ein Umstieg von der heutigen Hochofenroute auf einen HIsarna© Prozess würde also zu einer signifikanten Erhöhung des Stromverbrauchs führen.

[26] geben als einzige der untersuchten Quellen folgende spezifische Energieverbräuche pro t Roheisen (nur Produktion, ohne CCS) an: 12,7 PJ Kohle, 0,95 PJ Erdgas und 0,95 PJ Strom.

Kriterium 5: Kosteneffizienz

Für eine Demonstrationsanlage mit einem Volumen von 500 bis 1000 kt Roheisen/a gibt [26] spezifische Investitionen zwischen 341 und 821 Mrd. € bzw. 550 Mrd. € als Referenzwert für das Jahr 2020 an[20]. Diese Werte könnten bis zum Jahr 2030 auf 225 bis 588 (bzw. 356) Mrd. € und bis zum Jahr 2050 auf 225 bis 354 (bzw. rd 308) Mrd. € gesenkt werden[21]. Bezogen auf die angegebenen Referenzwerte entspricht das einer Senkung um 35 % bis 2030 und um 44 % bis 2050 im Vergleich zum Jahr 2020.

[19] gibt unter Berücksichtigung der verfahrenstechnischen Vorteile des HIsarna© Prozesses und von CC-Technologie am Reaktor eine Bandbreite für die Produktionskosten von 427 bis 454 €/t Rohstahl an. Davon entfallen etwa 70 % auf den HIsarna©-Prozess (300 €/t) und mindestens 30 % auf die CO_2-Abscheidung je nach Anlagenausführung.

Allgemein werden für die Kapitalkosten Reduktionspotenziale von 25 % gegenüber einem konventionellen Hochofen im Falle einer kompletten Neuerrichtung (green field) und von 35 %

[19] Einzig [19] gibt auch spezifische CO_2-Emissionen für HIsarna© mit CCS in einer Höhe von insgesamt 0,24 t CO_2/t Roheisen.

[20] Diese Zahlen gelten für eine noch zu bauende neue Demonstrationsanlage (greenfield) inklusive nachfolgendem Sauerstoffkonverter.

[21] Die Angaben für 2050 gelten unter der Annahme, dass das derzeitige CAPEX-Niveau für kommerzialisierte Schmelzreduktions-Eisenerzeugungstechnologien wie Finex erreicht wird.

erwartet, wenn bereits bestehende Anlagen zu einer HIsarna©-Anlage umgebaut würden (brownfield) [16].

Für die mit dem Einsatz der HIsarna©-Technologie verbundenen CO_2-Vermeidungskosten geben die betrachteten Quellen die folgenden Werte an: 40-70 $US/t CO_2 (ca. 35-62 $€_{2020}$) in 2025 [10] und 25 bis 45 €/t CO_2 (ca. 22-40 $€_{2020}$) [19].

Tabelle B.12: Übersicht über die zentralen Eigenschaften von HIsarna©

Quellen	TRL	Verfüg-barkeit ab	Spez. THG Emissionen	THG-Reduktionspotenzial	Energie-Effizienz (Einsparung)	Energie-verbrauch	CAPEX Techn. *Spez. Produktionkost*	CO2-Vermeidungs-kosten
Schmelzreduktion mittels HIsarna								
Agora 2019	4-5	Marktreife ab 2035-2040	0,24 t_CO2/t_RS	86% (mit CCS)		0,5 MWh_el/t_RS	427-454 €/t_RS (2050)	
Bataille	7	2025	80-90%				break-even @ 40-70 $/t	
Chan et al. 2019	5-6	2025	≤35%		20			
Eurofer 2013	Heute: Pilotphase 2020:Demonstrator >2030: Einsatz	2030	20% (ohne CCS) 80% (mit CCS)		10-20% (allg.)			
IEA 2020	7 (mit CCUS)	2028	90 % mit CCUS		–		–	
Junjie und West 2018	Heute: 6 ab ca. 2030: 8-9	2030		80% (mit CCS) 20% (ohne CCS)			65 % - 75 %*	
Keys et al. 2019	5			80% (mit CCS) ≥ 20% (ohne CCS)				
Weigel 2014*			0,44 t_CO2/t_RS *	75%*		17,5 GJ/t_RS*		
* Für Schmelzreduktion ohne konkrete Nennung von Hisarna								

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle B.13: SWOT-Analyse für den HIsarna© Prozess

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Einsparung der teuren Vorkette (Kokerei und Sinteranlagen) • Nutzung minderer Erz- und Kohlequalitäten • Nutzung von mehr Schrott möglich • Einsparung von bis zu 20 % der CO_2-Emissionen ggü. Hochofen-Konverter Route • Effizienter und preiswerter als die Hochofen-Konverter Route • Hochreiner CO_2-Abgassstrom für effizientere CO_2-Abscheidung • Zusammen mit CCS sind CO_2-Minderungen um ca. 80 % ggü heute möglich	Schwächen • Ohne CO_2-Abscheidung keine ausreichende THG-Minderung, • Energie- und Kostenaufwand für CCS/CCU • Ersatz von bestehenden Hochöfen eher unattraktiv, wegen höheren Standzeiten von Vorbehandlungsanlagen • Etwas kleinere Produktions-Kapazitäten im Vergleich zu heutigen Hochöfen • Noch nicht ausreichend ausgereift und kommerziell verfügbar (geringer TRL)
Externe Faktoren	Chancen • Förderung von CCS inkl. Infrastrukturen (Synergieeffekte) • Höhere Wettbewerbsfähigkeit ggü. Stahl aus BOF Anlagen • Verzögerungen bei Konkurrenztechnologien	Risiken • Steigende CO_2- und Kohle-Preise • Einführung von CO_2-Abgaben • Schwindende Akzeptanz wegen restlichen CO_2-Emissionen • Durchbruch von Konkurrenztechnologien • Stranded Investments

Quelle: eigene Darstellung

B.2.4 Lösungsoptionen für die Zementindustrie

Die folgende Tabelle B.14 gibt vorab einen Überblick über die aus der vorigen Metaanalyse ausgewählten Technologien für die THG-Reduktionen und ihre wesentlichen Eigenschaften. Demnach kommen für weitgehende THG-Minderungen zwei verschiedene CCS-Lösungen in Frage, einmal die Nachrüstung mit Post-Combustion und MEA sowie die Änderung auf das Oxyfuel Verfahren. Dagegen führen das sogenannte LEILAC Verfahren und Mix ohne CCS nicht zu ausreichenden THG-Minderungen.

Tabelle B.14: Zementindustrie - Überblick Defossilierungstechnologien

Option	**Änderungsart**	**spezifische Mehrkosten ggü. Referenz**	**Defossilierungsgrad ggü. Referenz**	**TRL**
1. CCS: Post-Combustion (MEA)	Nachrüstung	+ 70-100 %[1,2] (exkl. Transport & Speicherung)	-90 %	6
2. CCS: Oxyfuel	Wesentliche Änderungen / Neubau	+ 50 %[1] (exkl. Transport & Speicherung)	-90-99 %	4
3. Elektrifiziertes LEILAC-Verfahren + CCS		k.A.	-77-80 %	k.A.
4. Mix (ohne CCS)		k.A.	-70 %[3]	k.A.

Quelle: eigene Darstellung

Als maßgeblicher Bestandteil von Massenbaustoffen wie Beton und Mörtel ist Zement aus heutiger Sicht ein unverzichtbarer Bestandteil in der Wertschöpfungskette der Bauindustrie. Deutschland verfügt über den bedeutendsten Zementmarkt in der Europäischen Union und verbraucht etwa 80 % des selbst erzeugten Zements im Inland. Die Branche beschäftigt hierzulande rund 8.000[22] Mitarbeiter und erzielt eine jährliche Bruttowertschöpfung in Höhe von 1,05 Milliarden Euro [30].

Dabei ist die Produktion von Zement energie-, ressourcen- und emissionsintensiv. Deutschlandweit wurden im Jahr 2017 34 Millionen Tonnen Zement hergestellt, was rund 27 TWh an thermischer und rund 4 TWh an elektrischer Energie benötigte und in rund 21 Mt CO_2-Emissionen resultierte. Hiervon entfielen etwa 6 Mt CO_2 auf NRW-Standorte (vgl. dazu B.2.1).

Bei der Defossilierung der Zementproduktion stellt insbesondere der hohe Anteil von prozessbedingten Emissionen eine große Herausforderung dar, bei der Entsäuerung des Kalksteins entstehen und etwa zwei Drittel der Gesamtemissionen ausmachen. Hierfür gibt es aus heutiger Sicht keine technische Alternative, was letztlich zwei zentrale Lösungsoptionen erforderlich macht.

[22] Alle Zahlen zur Charakterisierung der Zementindustrie auf dieser Seite beziehen sich – sofern nicht explizit anders gekennzeichnet – auf das Jahr 2017.

Einerseits muss – neben inkrementellen Verbesserungen im Rahmen der Energie- und Materialeffizienz – soweit wie möglich auf Zementklinker verzichtet werden, andererseits müssen die verbleibenden unvermeidbaren Restemissionen mittels CO_2-Abscheidung abgefangen und langfristig eingelagert werden.

Für eine möglichst THG- bzw. CO_2-neutrale Zementproduktion kommen daher primär die folgenden Lösungsoptionen in Frage, welche anschließend näher erläutert und bewertet werden:

1. Carbon Capture and Storage via Post-Combustion-Technologie
2. Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie
3. Materialsubstitution via Klinkersubstitute
4. Materialsubstitution via alternative Bindemittel

Bei der Auswahl wird vor allem auf den hohen Anteil und die besondere Herausforderung der prozessbedingten Emissionen fokussiert. Das elektrifizierte LEILAC-Verfahren (siehe Tabelle B.14) wird an dieser Stelle nicht näher betrachtet, da es lediglich eine Teillösung darstellt, welche ebenfalls mit den beschriebenen CCS-Technologien gekoppelt werden muss. Andere, inkrementelle Verbesserungen wie eine weitere Erhöhung des Anteils von Sekundärbrennstoffen, dem gezielten Einsatz von Biomasse oder auch eine innovative Umstellung auf synthetische gasförmige Brennstoffe werden an dieser Stelle nicht näher analysiert, da diese ebenfalls lediglich den energiebedingten Teil der Emissionen adressieren und durch rohstoffliche Maßnahmen begleitet werden müssen.

B.2.4.1. Fokus Carbon Capture and Storage via Post-Combustion Technologie

Technologiebeschreibung

Wegen des im Kalkstein enthaltenen CO_2 geht die Zementherstellung nach heutigem Kenntnisstand auch langfristig mit unvermeidlichen Prozessemissionen einher und wird daher voraussichtlich auf Carbon Capture and Storage (CCS) angewiesen sein. Die Post-Combustion-Technologie, welche das prozess- wie auch brennstoffbedingte CO_2 nachgeschaltet via Absorption, Adsorption oder Membranverfahren aus dem Abgas filtert, kann als klassische End-of-Pipe-Anwendung an bestehenden Industrieanlagen nachgerüstet werden. Das gängigste Verfahren basiert auf chemischer Absorption via Aminwäsche, allerdings geht die Regeneration des Filtermaterials mit hohen thermischen Energiebedarfen einher, für welche ggf. ein eigener Dampfprozess (d. h. ein separates Kraftwerk) betrieben werden müsste [31], [32]. Insbesondere im Kraftwerkssektor wurden bereits einige Pilotprojekte durchgeführt, für die Zementindustrie jedoch lediglich vereinzelt und im kleineren Maßstab. Dennoch wird die Post-Combustion-Technologie auf Absorptionsbasis wegen der Erfahrungen in anderen Sparten als das etablierteste Verfahren gesehen [33], [34]. Das gängigste

Lösungsmittel zur CO_2-Wäsche ist Monoethanolamin (MEA), doch befinden sich auch effizientere Lösemittel auf Basis von Ammoniak oder aktiviertem Kaliumcarbonat in der Entwicklung. Einen vielversprechenden Ansatz für die Zementproduktion stellt der Prozess des gekühlten Ammoniaks (Chilled Amonia Process, CAP) dar, welcher im Rahmen verschiedener europäischer Forschungsprojekte untersucht wird, z. B. [35].

Im Anschluss an den eigentlichen Abscheideprozess gilt es, das CO_2 aufzureinigen, zu verdichten und zu geeigneten Speicherstätten zu transportieren (kommerzieller Stand, insbesondere in den USA) und dort unterirdisch einzulagern (vereinzelte Demonstrationsprojekte, beispielsweise in Norwegen).

Kriterium 1: Technologische Reife

Grundsätzlich ist die Post-Combustion-Technologie insbesondere wegen ökonomischer Restriktionen noch weit von der Marktreife entfernt [33]. Wesentlichen Optimierungsbedarf gibt es vor allem bei der Reduzierung des Energieaufwands für die Regeneration der Filtermaterialien, aber auch Anforderungen an die stoffliche Reinheit des Gasstroms stellen Herausforderungen dar, da hier Katalysatorgifte enthalten sein können [33], [34]. Ferner lässt sich konstatieren, dass die technologische Reife im Kraftwerksbereich aufgrund einer Vielzahl an Demonstrationsprojekten in sämtlichen Größen deutlich weiter vorangeschritten ist als in der Zementindustrie, wenngleich diese das Themenfeld mit zunehmender Intensität beforscht. So bestehen durchaus bereits kleinere Pilotstudien an Zementwerken, u.a. in Brevik (Norwegen) sowie in San Antonio (USA), und einige größere Forschungsprojekte der Zementverbände haben es sich zum Ziel gesetzt, die Entwicklung verschiedener Verfahren voranzubringen. [33] bewerten den gegenwärtigen Technikstand mit einem TRL von 6, [36] hingegen sehen industrielle CCS-Anwendungen einschließlich des Zementsektors lediglich bei TRL von 2-4. [37] verweist auf das bestehende Demonstrationsprojekt in Brevik und bewertet dieses mit einem TRL von 8, was [34] jedoch als mobile Testeinheit mit einer Abscheidekapazität von lediglich 2 kt CO_2/Jahr beschreibt und daher als zu optimistisch eingestuft werden kann. [38] bewertet die aminbasierten Post-Combustion-Verfahren innerhalb des Zementsektors mit einem TRL zwischen 7 und 9.

Aufgrund der oben dargelegten kleineren Pilot- und Demonstrationsstudien wird für die Post-Combustion-Technologie innerhalb der Zementproduktion ein derzeitiger TRL von 6 (Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung). Ein TRL von 9 wird für das Jahr 2030 als realistisch angesehen, eine Einschätzung, die auch von [31] geteilt wird.

Kriterium 2: THG-Reduktionspotential

Laut [34] verspricht das Post-Combustion-Verfahren unter idealen Bedingungen Abscheideraten von bis zu 90 %, damit würde die CO_2-Intensität von derzeit 0,61 t CO_2/t Zement auf 0,06 t CO_2/t Zement absinken [39].

[40] rechnet in der aktuellen Roadmap 2050 damit, dass CCS- und CCU-Verfahren die spezifischen Emissionen bis 2050 um 280 kg CO_2/t Zement reduzieren werden, was einem Anteil von 36 % an der vollständigen Defossilierung der Zementproduktion entspricht. Hierbei muss jedoch angemerkt werden, dass [40] als Referenzwert die spezifischen Emissionen einer Tonne Zement aus dem Jahre 1990 ansetzt (783 kg CO_2/t Zement), welche laut [34] jedoch bereits 2017 bei 633 kg CO_2/t Zement lagen. Legt man diesen Wert als Referenz zugrunde, nehmen die von [40] angenommenen CCS- und CCU-Verfahren einen Anteil von 44 % an der vollständigen Defossilierung der Zementproduktion ein.

Kriterium 3: Energieeffizienz

Den energetischen Mehraufwand für die CO_2-Abtrennung via MEA-Wäsche beziffert [41] mit 778 bis 972 kWhth/t CO_2 (= 2.800 – 3.500 MJth/t CO_2) sowie 167 kWhel/t CO_2 (= 600 MJel/t CO_2). [34] und [42] bestätigen die Größenordnung mit Angaben von > 3 GJ/t CO_2 respektive 3,36 GJ/t CO_2.

Kriterium 4: Kosteneffizienz

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass aufgrund des frühen Technologiestadiums große Unsicherheiten bezüglich der Kosten für die CO_2-Abscheidung innerhalb der Zementindustrie bestehen. [31] beziffert diese auf rund 70 – 120 €/t CO_2, [43] geben eine Bandbreite von 50 – 100 € t/CO_2 an, [44] sieht die gegenwärtig möglichen Kosten bei 63 – 83 €/t CO_2, [32] und [45] geben Kosten in Höhe von rund 80 €/t CO_2 an. Diese Angaben sind jedoch exklusive Transport und Speicherung des CO_2 zu verstehen, für welche [39] 33-38 €/t CO_2 bei Offshore-Einlagerung in der Nordsee veranschlagen. Bei einem Mittelwert von 80 €/t CO_2 für die Abscheidung sowie rund 35 €/t CO_2 für die Einlagerung ergeben sich CO_2-Vermeidungskosten in Höhe von 115 €/t CO_2 für die Post-Combustion Technologie.

Kriterium 5: Voraussetzungen für die Realisierung

Wie alle CCS-Technologien geht auch das Post-Combustion-Verfahren mit sehr hohen infrastrukturellen Herausforderungen einher, insbesondere mit Blick auf den Transport des abgeschiedenen CO_2 zu den Lagerstätten. Hierfür wird es in nahezu jedem Fall Pipelines benötigen, welche wegen der typischerweise dezentralen räumlichen Verteilung der Zementwerke bis in den ländlichen Raum hineinragen müssten. Ergänzend könnten für den Transport Schiffe eingesetzt werden, denkbar ist für Nordrhein-Westfalen sowohl die Binnenschifffahrt über den Rhein bis an die Nordseeküste und/oder der maritime Abtransport von CCS-Hubs zu großen Offshore-Speicherstätten. Aufgrund von Materialanforderungen der Pipelines und Tanker braucht es darüber hinaus einheitliche Qualitätsregelungen hinsichtlich der stofflichen Reinheit des CO_2-Stroms aus verschiedenen Quellen, um beispielsweise Korrosionen am Pipelinemantel zu verhindern. Eine der wesentlichsten Unsicherheiten besteht jedoch hinsichtlich der Verfügbarkeit geeigneter Speicherstätten sowie deren absoluter Speicherpotentiale, die nur durch aufwendige geologische Untersuchungen beseitigt werden können. Darüber hinaus spielen nicht-technische Aspekte, wie teils fehlende gesellschaftliche

Akzeptanz, Fragen der Finanzierung, der Regulierung und des Monitorings sowie der internationalen Kooperation bei der Nutzung von Speicherstätten zentrale Rollen und sind bis heute weitgehend ungeklärt.

Tabelle B.15: SWOT-Analyse Carbon Capture and Storage via Post-Combustion Technologie

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Nachrüstbarkeit an bestehenden Anlagen • Erfahrungen aus anderen Sektoren • Auch Prozessemissionen können vermieden werden	Schwächen • Sehr hoher thermischer Energiebedarf • Sehr hohe Kosten • Sehr hoher Bedarf an toxischen Chemikalien • CO_2 wird nicht vermieden • Sehr hohe infrastrukturelle Anforderungen bis in den ländlichen Raum hinein • Fehlender Business-Case (CO_2 reines Abfallprodukt)
Externe Faktoren	Chancen • Hohes Potential zur branchenweiten THG-Reduzierung mit (weitgehend) bestehender Technologie ohne Notwendigkeit fundamentaler Innovationen	Risiken • Hohe Pfad-abhängigkeiten (Carbon Lock-In) • Verfügbarkeit und Qualität der Lagerstätten z.T. schlecht erforscht • Monitoring der Lagerstätten über viele Generationen nötig (*Ewiglast*) • Risiko der CO_2-Leckage bei Transport und Lagerstätten • Könnte Scheitern an mangelnder sozialer Akzeptanz

Quelle: eigene Darstellung

B.2.4.2. Fokus Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie

Technologiebeschreibung

Eine Alternative zur Aminwäsche (siehe B.2.4.1) stellt das Oxyfuel-Verfahren dar, bei welchem anstelle von Umgebungsluft reiner Sauerstoff gemischt mit rezykliertem CO_2 verbrannt wird, um besonders hohe CO_2-Konzentrationen im Abgas zu erzeugen. Auf diese Weise entfällt sowohl der Bedarf an chemischen Filtermaterialien (z. B. Monoethanolamin) als auch der hohe thermische Energiebedarf für

die Regeneration derselben. Allerdings geht die Bereitstellung des benötigten Sauerstoffs mit hohen elektrischen Energiebedarfen einher, wenn diese via kryogener Luftzerlegung bei -200 °C erfolgt. Da beim Oxyfuel-Verfahren zudem deutlich höhere Verbrennungstemperaturen erreicht werden als im Normalbetrieb, ist eine Modifikation wesentlicher Anlagekomponenten (z. B. Brenner, Feuerraum) geboten. Dies schließt eine Nachrüstung an bestehenden Systemen in der Regel aus, erfordert also einen Neubau mindestens des Ofens.

Kriterium 1: Technologische Reife

Das *Oxyfuel-Verfahren* befindet sich für die Zementproduktion noch in einem Stadium der labor- und simulationsgestützten Forschung. Erste Prototypen sind z. B. von HeidelbergCement und LafargeHolcim in Colleferro (Italien) und Retznei (Österreich) angekündigt, der Baubeginn von Demonstratoren wird jedoch nicht vor 2025 erwartet [33], [34]. So lässt sich der gegenwärtige TRL mit 4 einstufen („Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor“), ein TRL von 9 zeichnet sich erst für 2040 ab - eine Einschätzung, die von [46] geteilt wird.

Kriterium 2: THG-Reduktionspotential

Das Oxyfuel-Verfahren verspricht sehr hohe CO_2-Konzentrationen im Abgas, aus welchem am Ende des Prozesses lediglich der enthaltene Wasserdampf via Kondensation entfernt werden muss. Laut [34] könnten auf diese Weise prinzipiell Abscheideraten von bis zu 99 % erreicht werden, [39] sehen die Möglichkeit, 90 % des energie- sowie prozessbedingten CO_2 abzuscheiden, [47] bis zu 95 %.

Für eine Gesamteinschätzung zum Anteil von CCS-Verfahren an der vollständigen Defossilierung siehe die Hinweise im Abschnitt „Kriterium 2“ zu Carbon Capture and Storage via Post-Combustion-Technologie.

Kriterium 3: Energieeffizienz

Laut [34] ergibt sich ein Bedarf an Strom in Höhe von 180 kWh pro Tonne Zementklinker, was rund 215 kWhel/t CO_2 (= 774 MJel/t CO_2) entspricht. Hinzu kommt thermische Energie in Höhe von 250 MJth pro Tonne Zementklinker, was rund 300 MJth/t CO_2 entspricht. Der hohe Strombedarf ist im Wesentlichen auf die Sauerstoffbereitstellung via kryogener Luftzerlegung zurückzuführen. Falls sich an dieser Stelle Synergieeffekte mit zukünftig bedeutsamen Elektrolyseverfahren ergeben, bei welchen hochreiner Sauerstoff als Nebenprodukt anfällt, ließe sich der Energiebedarf weiter senken.

Kriterium 4: Kosteneffizienz

[46] sehen für das Oxyfuel-Verfahren Kosten in Höhe von 40 €/t CO_2, eine Einschätzung, die mit 42€/t CO_2 auch von [45] geteilt wird. Diese Angaben beinhalten jedoch nicht die Kosten für Transport- und Speicherung. Insgesamt sehen [39] bei Offshore-Einlagerung in der Nordsee (langfristige) CO_2-Vermeidungskosten für die Oxyfuel-Technologie in Höhe von 65-87 €/t CO_2. Erneut sei an dieser Stelle

auf das sehr frühe Technologiestadium verwiesen, welches sehr große Bandbreiten für ökonomische Abschätzungen zulässt.

Kriterium 5: Voraussetzungen für die Realisierung

Siehe „Kriterium 5“ zu Carbon Capture and Storage via Post-Combustion-Technologie für die Diskussion um Transportinfrastrukturen, sichere Lagerstätten und Akzeptanzfragen.

Da die Oxyfuel-Technologie zudem voraussichtlich nicht mit bestehenden Anlagen kompatibel ist, erfordert diese einen Neubau wesentlicher Komponenten (und somit vermutlich der gesamten Anlage). Ergänzend hinzu kommt der hohe Sauerstoffbedarf, d. h. ggf. Anlage für kryogene Luftzerlegung oder Kopplung mit Elektrolyseanlagen.

Tabelle B.16: SWOT-Analyse zu Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Bedarf an chemischen Filtermaterialien entfällt • Geringer Bedarf an thermischer Energie • Hohe CO_2-Konzentrationen im Abgas	Schwächen • Sehr frühes Technologiestadium • Sehr hoher elektrischer Energiebedarf • CO_2 wird nicht vermieden • Sehr hohe infrastrukturelle Anforderungen bis in den ländlichen Raum hinein
Externe Faktoren	Chancen • Hohes Potential zur branchenweiten THG-Reduzierung mit deutlich geringeren Kosten als bei alternativen CCS-Verfahren • Verzicht auf Chemikalieneinsatz	Risiken • Hohe Pfad-abhängigkeiten (Carbon Lock-In) • Hohes technologisches Entwicklungsrisiko (wird nicht vor 2040 erwartet) • Verfügbarkeit und Qualität der Lagerstätten z.T. schlecht erforscht • Monitoring der Lagerstätten über viele Generationen nötig (*Ewiglast*) • Risiko der CO_2-Leckage bei Transport und Lagerstätten • Könnte Scheitern an mangelnder sozialer Akzeptanz

Quelle: eigene Darstellung

B.2.4.3. Fokus Materialsubstitution via Klinkersubstitute

Technologiebeschreibung

Wenn der im Steinbruch gewonnene Kalkstein im Drehrohrofen bei Temperaturen von 1450 °C zu Zementklinker gebrannt wird, entstehen die wesentlichen prozess- wie auch energiebedingten CO_2-Emissionen der Zementherstellung. Daher gibt es Bestrebungen, den Klinker anteilig durch alternative Materialien zu ersetzen. Wesentlich diskutierte Substitute sind

- granulierte Hochofenschlacken, auch Hüttensand oder engl. *granulated blast furnace slag* (GBFS), welche der Roheisenproduktion entspringen
- Flugasche, welche entweder elektrostatisch oder mechanisch aus den Rauchgasen von mit Kohle befeuerten Öfen (insbesondere Braun- und Steinkohlekraftwerke) abgeschieden wird
- Natürliche Pozzolane, welche vulkanischen Ursprungs sind oder aus Sedimentgesteinen bestehen

Die verschiedenen Materialien werden aufgrund ihrer Ähnlichkeiten im Einsatz nachfolgend gemeinsam näher beleuchtet, jedoch wo nötig, differenziert betrachtet.

Kriterium 1: Technologische Reife

Die Beimischung aller genannten Substitute ist bereits weit verbreitet. Hüttensandhaltige Zemente haben in Deutschland einen Marktanteil von etwa 30 %, doch auch Flugasche und Pozzolane werden je nach regionaler Verfügbarkeit und Anwendungszweck seit vielen Jahren als Klinkersubstitute genutzt [48]. Der Technologische Reifegrad ist demnach bei 9 einzuordnen.

Kriterium 2: THG-Reduktionspotential

Durch die Beimischung von Klinkersubstituten nehmen der Brennstoffverbrauch und der thermische Energiebedarf aus dem Klinkerbrennprozess ab, was in geringeren direkten CO_2-Emissionen resultiert. Dieser Zusammenhang verläuft im Wesentlichen linear und hängt somit direkt von der maximal beimischbaren Menge des Substituts ab. [34] listet die erzielbaren CO_2-Einsparungen gegenüber einer Referenzanlage mit 75 % Klinkeranteil[23] auf dieser Basis auf und gibt folgende Werte aus:

- Reduzierung bis maximal 390 kg CO_2/t Zement direkte Emissionen[24] bei 70 % Anteil Hochofenschlacke (d. h. 30 %-Klinkeranteil im Zement)

[23] Laut [47] betrug der durchschnittliche Klinkeranteil im Jahr 2015 in deutschen Zementwerken 74 %.

[24] Gleichzeitig weisen [34] darauf hin, dass sich die indirekten Emissionen wegen des eingesparten Stroms um bis zu 5 kg/t Zement erhöhen (abhängig vom Strommix).

- Reduzierung bis maximal 90 kg CO_2/t Zement direkte Emissionen[25] bei 35% Anteil Flugasche (d. h. 65%-Klinkeranteil im Zement)
- Reduzierung bis maximal 90 kg CO_2/t Zement direkte Emissionen[26] bei 35% Anteil Pozzolane (d. h. 65%-Klinkeranteil im Zement)

Inwiefern die Substitution von Klinker insbesondere durch Hüttensand und Flugasche zukünftig eine Rolle spielt und ob die bestehenden Beimischungsquoten aufrechterhalten respektive sogar erhöht werden können, ist angesichts des deutschen Kohleausstiegs und der perspektivischen Transformation des Eisen- und Stahlsektors äußerst ungewiss. Darüber hinaus beeinflusst eine Reduzierung des Klinkeranteils die Zementeigenschaften wesentlich, weshalb weiteren Absenkungen je nach Anwendungszweck und Verfügbarkeit sehr unterschiedlich strikte Begrenzungen gesetzt sind [47]. Eine pauschale Ableitung des branchenweiten THG-Reduktionspotentials ist daher schwierig, auch wird in der Literatur häufig nicht explizit differenziert zwischen Klinkersubstituten und weiteren materialbedingten Maßnahmen. [40] geht davon aus, dass der Anteil von Klinkersubstituten an der vollständigen Defossilierung der europäischen Zementindustrie bis 2050 bei rund 9% liegt. Allerdings werden hier als Referenz die spezifischen Emissionen von 1990 angesetzt, weshalb ein großer Teil dieser klinkerbezogenen Einsparungen bereits erfolgt sein dürfte.

Kriterium 3: Energieeffizienz

Auf derselben Basis wie unter Kriterium 2 beschrieben listet [34] die erzielbaren Einsparungen im Energiebedarf gegenüber einer Referenzanlage mit 75% Klinkeranteil auf und gibt folgende Werte aus:

- Reduzierung des thermischen Energiebedarfs bis 1590 MJ/t Zement, Erhöhung des elektrischen Energiebedarfs bis 10 kWh/t Zement bei 70% Anteil Hochofenschlacke (d. h. 30%-Klinkeranteil im Zement)
- Reduzierung des thermischen Energiebedarfs bis 360 MJ/t Zement, Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs bis 15 kWh/t Zement bei 35% Anteil Flugasche (d. h. 65%-Klinkeranteil im Zement)
- Reduzierung des thermischen Energiebedarfs bis 360 MJ/t Zement, Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs bis 3 kWh/t Zement bei 35% Anteil Pozzolane (d. h. 65%-Klinkeranteil im Zement)

[25] Gleichzeitig weisen (ebd.) darauf hin, dass sich die indirekten Emissionen wegen des eingesparten Stroms um 1 bis 8 kg/t Zement verringern (abhängig vom Strommix).

[26] Gleichzeitig weisen (ebd.) darauf hin, dass sich die indirekten Emissionen wegen des eingesparten Stroms um 1,7 kg/t Zement verringern (abhängig vom Strommix).

Kriterium 4: Kosteneffizienz

Die Kapitalkosten für eine nachträgliche Integration von Klinkersubstituten in den Zementprozess hängen im Wesentlichen vom Bedarf an zusätzlicher Lagerkapazität sowie vom benötigten technischen Equipment für die Verarbeitung und die Trocknung der Materialien ab, während die Betriebskosten durch den Bezug und Transport der Substitute, veränderte Energiebedarfe sowie Variationen im Mahl- und Trocknungsbetrieb bestimmt werden. [34] beziffert diese Kostenentwicklung bis 2050 wie folgt:

- Hochofenschlacke: 5-10 Millionen Euro Kapitalkosten, Betriebskosten können sich um bis zu 11,7 €/t Zement verringern, jedoch auch um bis zu 1,1 €/t Zement ansteigen
- Flugasche: 8-12 Millionen Euro Kapitalkosten, Verringerung der Betriebskosten um 0,3-0,6 €/t Zement
- Pozzolane: 8-12 Millionen Euro Kapitalkosten, Verringerung der Betriebskosten um bis zu 4,1 €/t Zement

Kriterium 5: Voraussetzungen für die Realisierung

Als größte Hürde für derzeit eingesetzte Klinkersubstitute gilt die langfristige Verfügbarkeit, welche durch den Kohleausstieg und die perspektivische Transformation des Eisen- und Stahlsektors stark gefährdet ist. Zudem ergeben sich teilweise Nutzungskonkurrenzen, denn Hochofenschlacken werden auch anderweitig beigemischt, wie z. B. in der Betonproduktion. Auch die Qualität und Homogenität der Substitute spielt eine wesentliche Rolle für deren Einsatz. Darüber hinaus verändert eine Reduktion des Klinkeranteils die Eigenschaften des Zements, wie dessen kurz- und langfristige Festigkeit, was Rückwirkungen auf Fragen der Marktakzeptanz, von Standards und Regulierungen hat.

Tabelle B.17: SWOT-Analyse zu Klinkersubstituten

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Ausgereiftes Verfahren • Signifikante Verringerung des thermischen Energiebedarfs • Reduktion der CO_2-Emissionen • Geringe Kosten • Kein Bedarf an Chemikalien • Nutzung von Nebenprodukten	Schwächen • Qualität des Zements abhängig von Qualität der Substitute • Veränderung der Zementeigenschaften, daher nicht für alle Anwendungszwecke geeignet • CO_2-Emissionen werden nicht voll vermieden
Externe Faktoren	Chancen • Potential zur weiteren Verringerung der CO_2-Emissionen in Teilen der Branche • Verringerung der benötigten CCS-Kapazitäten	Risiken • Verfügbarkeit langfristig stark gefährdet • Steht in Nutzungskonkurrenz

B.2.4.4. Fokus Materialsubstitution via alternative Bindemittel (Exkurs)

Zement wird vor allem als Bindemittel in der Betonherstellung eingesetzt [49]. Neben einer Reduzierung des Klinkeranteils im Zement kann auch eine Verringerung des Zementanteils über den Einsatz alternativer Bindemittel im Folgeprodukt angestrebt werden, um die CO_2-Emissionen in der Wertschöpfungskette zu reduzieren. Grundsätzlich werden eine Vielzahl an neuen Bindemitteln diskutiert und teilweise im kleineren Maßstab bereits eingesetzt, wie Calcium-Sulfo-Aluminatzemente, Belitzemente oder Geopolymere. Häufig können diese Alternativen bei weitaus geringeren Temperaturen gebrannt werden als konventioneller Zement und verursachen daher auch weniger CO_2-Emissionen, allerdings ist nach Ruppert et al. heute keine der diskutierten Optionen dazu geeignet, im industriellen Maßstab Zement zu ersetzen. Einerseits befinden sich diese Alternativen zum Teil noch im Forschungsstadium und die Entwicklung ist ungewiss, andererseits verfügen sie über andere technische Eigenschaft als konventioneller Zement und sind daher voraussichtlich nur für Nischenanwendungen geeignet. Auch [49] gehen davon aus, dass Portlandzement in den nächsten Jahrzehnten das wichtigste Bindemittel bleiben wird, und sehen für eine Anwendung in größerem Maßstab bei allen potenziellen Alternativen neben den Fragen der Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit großen technischen Forschungsbedarf. [50] hingegen kommt zur Einschätzung, dass bei ausreichendem Fortschritt der Forschung und Entwicklung bis 2050 rund 50 % des produzierten Zementklinkers durch neue Bindemittel substituiert werden kann, welche nur 1/3 der prozessbedingten und 50% der energiebedingten CO_2-Emissionen aufweisen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass über das Einsatzpotential alternativer Bindemittel in der Literatur sehr unterschiedliche Positionen vertreten werden. Es bleibt jedoch zu beachten, dass selbst bei entsprechender Marktdurchdringung durch diese bestenfalls inkrementellen Verbesserungen erreicht und so der Bedarf an CO_2-Abscheidung zwar reduziert, doch nicht völlig ersetzt werden kann.

B.2.5 Lösungsoptionen für die Chemieindustrie

In diesem Kapitel wird auf die fünf treibhausgasintensivsten Chemieprozesse in Nordrhein-Westfalen eingegangen – es ist hier der absolute kumulierte und nicht der relative Treibhausgasausstoß eines Prozesses gemeint. Ausgehend von der internen Datenbank des Wuppertal Instituts[27] sind für NRW folgende treibhausgasintensive Prozesse in der Chemiebranche identifiziert worden:

- Naptha Steamcracker in Gelsenkirchen (Ruhr Oel GmbH – BP Gelsenkirchen) und in Wesseling (LyondeellBassell),
- die Soda- / Natriumkarbonatproduktion in Rheinberg (Solvay Chemicals GmbH),
- die Herstellung von Toloul-2,4-diisocyanat (TDI) im Chemiepark Dormagen (Covestro AG),

[27] Wuppertal Institute System Model Architecture for Energy and Emission Scenarios (WISEE-EDM-Modell).

- die Phenolproduktion (auch bekannt als Benzenol) in Zweckel (Ineos Phenol GmbH) sowie
- die Erzeugung von Acrylsäure im Chemiepark Marl.

In den nachgelagerten Abschnitten wird für die fünf ausgewählten Prozesse aufgezeigt, welche Prozessoptimierungen, sowie Prozess- und Produktalternativen existieren, um zukünftig eine möglichst hohe Minderung der Treibhausgase zu erzielen. Technologien und Optimierungen, welche keine vollständige bzw. tiefe Defossilierung ermöglichen, werden nicht berücksichtigt. Auch der Stromsektor findet keinen Eingang in die Defossilierungsoptionen der Chemieprozesse, da angenommen wird das zukünftig die elektrische Energie vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammt.

Die Ammoniakproduktion, welche aufgrund ihrer großen Produktionsmengen auch in Deutschland sehr treibhausgasintensiv ist, hat in NRW keine signifikante Bedeutung und wird folglich im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

Ebenfalls keine Berücksichtigung finden die Raffinerien in NRW, da sie der Petrochemie zugehörig sind und somit im Energiesektor bilanziert werden [51]. Dennoch ist an dieser Stelle herauszustellen, dass die Defossilierung der Raffinerien prinzipiell aus zweierlei Gründen einen großen Hebel darstellen. Zum einen beruht die Hebelwirkung auf den großen stofflichen Umsatz in den Raffinerien. Zum anderen können die Vielzahl der nachgelagerten Prozesse umgestellt bzw. ihre Stoffe leichter treibhausgasneutral produziert werden, sofern die Raffinerien bereits „grüne“ Produkte zur weiteren Veredelung zur Verfügung stellen.

B.2.5.1. Naphtha Steamcracker

In konventionellen Steamcrackern werden in der Petrochemie mit Hilfe von thermischer Energie großskalig Kohlenwasserstoffe aufgespalten – daher der Begriff des Steamcrackens. Das am meisten verwendete Edukt in der deutschen Petrochemie ist hierbei Rohbenzin auch Naphtha genannt – aber auch andere Stoffe können und werden als Feedstock verwendet. Die aktuell verwendeten Edukte stammen hierbei aus Erdölraffinerien (Naphtha) oder aus Nebenprodukten der Erdöl- und Erdgasbranche (Förderung und Aufbereitung). Als Produkte entstehen durch das Cracken unterschiedliche Kohlenwasserstoffe, z. B. kurzkettiges Ethen, Propen und Butene (alles Olefine), aber auch längerkettige Aromate (z. B. Benzol und Toloul). Im Zusammenhang mit dieser Vielzahl der Produkte wird oft von High Value Chemicals (HVC) gesprochen. Die Zusammensetzung bzw. die genauen Anteile der einzelnen Produkte im HVC kann hierbei, je nach Steamcracker, genutztes Edukt oder Bedarf, variieren. Hauptbestandteile sind oftmals Ethen und Propen und in geringeren Mengen auch andere Produkte wie z. B. Benzol, Toluol und Xylol. Im Rahmen dieser Arbeit wird auf die Anteile von [5] zurückgegriffen. Die angeführte Quelle sieht für 1,97 t HVC z. B. einen durchschnittlichen Mengenanteil von 50 % Ethen vor.

Die Tatsache, dass alle diese Produkte aktuell noch auf fossilen Energieträgern beruhen, bedeutet im Umkehrschluss das ihre Verwendung irgendwann im Laufe des Lebenszyluses zwangsläufig zu CO_2-Emissionen führen – spätestens bei der thermischen Verwertung in einer Müllverbrennungsanlage. Aus diesem Grund ist die Defossilierung des Feedstocks ein nicht zu vernachlässigender Hebel zur Defossilierung der Petrochemie.

B.2.5.2. Substitution des Feedstocks (H_2 und CO)

Technologiebeschreibung

In der Methanol-to-Olefin- bzw. -Aromaten-Route (MTO/MTA) können aus grünem Methanol oder Synthesegas (bestehend aus CO und H_2), alternativ zum konventionellen steamcracken, treibhausgasarme Olefine und Aromaten erzeugt werden. Dadurch könnte zukünftig die Produktion durch konventionelle Steamcracker, deren Feedstock aktuell noch auf fossilen Energieträgern (Naphtha, Nebenprodukte aus der Erdöl- und Erdgasgewinnung) beruht, ersetzt und die dabei anfallenden CO_2-Emissionen vermieden werden. Die Voraussetzung dafür stellt eine Methanolproduktion dar, welche auf grünem Wasserstoff (Wasserelektrolyse mit Strom, welcher zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen stammt) und CO_2 aus nicht-fossilen Quellen (z. B. Biomasse oder Abtrennung von CO_2 aus der Luft) basiert.

Kriterium 1: Technologische Reife

Das Technologie-Readiness-Level (TRL) wird für MTO mit 8 und für MTA mit 6 angegeben [52]. Es wird davon ausgegangen, dass die kommerzielle Anwendung bzw. Marktreife für beide Prozesse zwischen 2035 und 2030 erreicht wird [19].

Kriterium 2: THG-Reduktionspotential

Ausgehend von der heutigen Emissionsmenge von 4,5 t CO_2 für eine Tonne HVC (ohne Recycling) ist eine Reduktion um bis zu 3,1 t CO_2/t HVC durch die Substitution des Feedstocks (grünes Methanol) möglich. Die Voraussetzungen hierfür sind grüner Wasserstoff und dass die Bereitstellung des CO_2 keine zusätzlichen THG-Emissionen nach sich zieht. Eine vollständige THG-Reduktion – Einsparung der übrigen 1,4 t CO_2/t HVC, welche in der Produktion entstehen – wird nur dann erreicht, sofern die Dampf- und Stromversorgung zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen stammen [19].

Kriterium 3: Energieeffizienz

Um über die MTO/MTA-Route eine Tonne Olefine zu produzieren wird eine kumulierter Strombedarf von 22,7 MWh_{el} benötigt. Wobei der Hauptteil davon (21,5 MWh_{el}) indirekt auf die Erzeugung des grünen Wasserstoff mittels Elektrolyse entfällt [5].

Zur Generierung von einer Tonne Benzol, Toluol oder Xylol (BTX) ist der Strombedarf sogar noch höher (36,5 MWh_{el}/t) als für eine Tonne Olefine. Auch hier entfällt der Hauptenergiebedarf mit 34,6 MWh_{el} auf die Erzeugung des grünen Wasserstoffs [5].

Kriterium 4: Kosteneffizienz

Die langfristigen Produktionskosten der Steamcracker, welche mit fossilen Feedstock betrieben werden, beziffern sich auf 842 €/t HVC [53]. Dieser Wert wird als Referenzwert für die zukünftige MTO- und MTA-Produktion verwendet. Zusammen mit der Annahme, dass 100 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen und das CO_2 aus Direct Air Capture (DAC) stammen, ergeben sich nach [19] folgende spezifischen Mehrkosten:

- +45 % bis +277 % /t Olefin und
- +132 % bis +505 % /t BTX.

Der untere Wert der beiden Kostenbandbreiten stellt hierbei jeweils die Kosten für den Import von Methanol aus dem Ausland und der obere Wert das Kostenmaximum bei einer rein inländischen Methanol Erzeugung in Deutschland dar. Das Kostenminimum bei einer komplett inländischen Produktion von Methanol ist in etwa der Mittelwert der beiden Bandbreiten.

Haupttreiber dieser starken Kostendifferenz sind hierbei die stark variierenden Stromgestehungskosten im In- und Ausland für Strom aus erneuerbaren Energiequellen – z. B. Gestehungskosten in Deutschland gegenüber der MENA-Region. Der zweite wesentliche Kostentreiber, welcher sich jedoch konstant in der Kostenbandbreite niederschlägt, ist die Bereitstellung des CO_2 durch DAC.

Kriterium 5: Voraussetzungen für die Realisierung

- Wasserstoff, welcher durch die Wasserelektrolyse mit 100 % erneuerbaren Strom erzeugt wird „grüner Wasserstoff“.
- Sollte die Wasserstoff/Methanolproduktion für MTO/MTA in rein inländischer Wertschöpfung erfolgen, werden große Energiemengen benötigt. Wenn man von der Produktionsmenge von etwas über 12 Millionen t HVC im Jahr (Stand 2017) ausgeht werden 302 TWh Strom benötigt, was in etwa der Hälfte des aktuellen Gesamtstromverbrauchs Deutschlands entspricht. Für diesen zusätzlichen Mehrbedarf an erneuerbaren Strom müsste der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und der nötigen Infrastrukturen deutlich ambitionierter angegangen werden.
- Es werden große Mengen Kohlenstoffdioxid, welcher aus nicht fossilen Quellen stammt benötigt (z. B. aus biogenen Quellen oder Direct Air Capture). Für die Produktion einer Tonne Methanol braucht es 1,37 t CO_2 [54]. Pro Tonne Olefine werden wiederum 2,67 t Methanol benötigt [55]. Für Aromaten werden aufgrund der längeren Kohlenstoffketten (vier und mehr Verbindungen) natürlich mehr Kohlenstoff benötigt – [56] geht davon aus, dass es für eine Tonne Aromaten 4,3 t Methanol bedarf. Ausgehend von der deutschen Jahresproduktion von

2017, 9,4 Millionen Tonnen Olefine und 2,9 Millionen Tonnen Aromaten, ergibt sich ein Bedarf an CO_2 von [6]:

- 34,4 Millionen t CO_2 für MTO und
- 17,1 Millionen t CO_2 für MTA.

Tabelle B.18: SWOT-Analyse für MTO/MTA als Alternative zu konventionellen Steam-Crackern

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Nutzung von (inländischem) EE-Strom möglich • Dekarbonisierung des Feedstocks der nachfolgenden Prozesse aufgrund von grünem HVC	Schwächen • spezifische Vermeidungskosten sind bei inländischer Wasserstofferzeugung deutlich höher als bei der konventionelle Olefine- und Aromatenproduktion (gilt v. a. D. für MTA s.o.) • Sehr hoher Energiebedarf für grünen Wasserstoff bzw. Strom aus erneuerbaren Energien
Externe Faktoren	Chancen • Vollständige Dekarbonisierung möglich (s. o.) • Falls der H_2 aus Deutschland oder Europa stammt: Stärkere und unabhängigere inländische bzw. europäische Wertschöpfung	Risiken • Abwanderung von einem Teil der Bruttowertschöpfungskette (Erzeugung von grünem Wasserstoff und Methanol) in Regionen, wo die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich wirtschaftlicher ist als in Mitteleuropa

Quelle: eigene Darstellung

Besonders zu beachten ist, dass falls es gelingen sollte die HVC-Produktion in den Steamcrackern durch MTO/MT-Route vollständig mit grünem Wasserstoff und nicht fossilem Kohlenstoff zu transformieren so bietet sich die Chance, dass nachgelagerte größere Chemieprozesse (z. B. TDI- und Phenolproduktion) einfacher dekarbonisiert werden können. Bei diesen nachgelagerten Prozessen müssten lediglich die benötigte Energiebereitstellung (v.a.D. Prozesswärme und -dampf) auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden, da ein Großteil des Feedstocks, welcher aus dem Steamcracker stammt, schon THG-neutral ist. Zudem wäre die thermische Verwertung der Produkte am Ende ihres Lebenszyklus rein bilanziell THG-neutral.

B.2.5.3. Soda- bzw. Natriumkarbonatproduktion nach dem Solvay-Verfahren

Das Solvay-Verfahren ist industrielles Verfahren zur Gewinnung von Natriumkarbonat (auch umgangssprachlich Soda genannt). In Nordrhein-Westfalen gibt es lediglich einen Standort in Rheinberg, wo das Unternehmen Solvay Industries GmbH produziert. Natriumkarbonat wird in einer Vielzahl von verschiedenen Industriezweigen nachgefragt. Größter Abnehmer ist hierbei die Glasindustrie, welches das Soda bei der Glasschmelze einsetzt. Weitere Abnehmer von Soda sind die Chemieindustrie (z. B. die Herstellung von Bleichmitteln oder Leim- und Klebstoffen), die Waschmittelindustrie, die Papier- und Zellstoffindustrie oder auch die Primärstahlproduktion (Entschwefelung von Roheisen) [57].

Die Nachfrage nach Soda steigt hierbei konstant. So ist die weltweite Produktion von 2010 bis 2018 um insgesamt ca. 18 % gestiegen – von 46,7 Mt/Soda auf 57 Mt/Soda (berücksichtigt natürliches und synthetisches Soda) [58]. Auch für das Jahr 2019 wird eine Steigerung von 1 Mt/Soda geschätzt.

B.2.5.4. Prozessdampf- und Wärmeerzeugung mittels Biomassenutzung oder Power-to-Heat (PtH)

Technologiebeschreibung

Das Solvay-Verfahren ist ein ausgereifter technischer Prozess mit mehreren Verfahrensschritten in welchen verschiedenartigen Formen von Energie (Dampf, Strom und Brennstoffe) mit unterschiedlichen Temperatur- und Druckniveaus gebraucht werden [59]. So wird z. B. für das Kalkbrennen Hochtemperaturwärme (<400 °C) und für weitere Prozessschritte viel Nassdampf benötigt. Aktuell findet die Wärme- und Dampferzeugung in der Industrie noch durch fossile Brennstoffe, in der Regel wird Erdgas verfeuert, oder gar durch Ersatzbrennstoffe statt.

Zukünftig kann in diesem Bereich eine vollständige Defossilierung stattfinden, wenn zur Dampf- und Wärmeerzeugung Elektrodenkessel oder Biomassekessel eingesetzt werden, vorausgesetzt es handelt sich um 100 % erneuerbaren Strom. An dieser Stelle ist zu beachten, dass bei vollständiger Defossilierung der Wärmebereitstellung der Gesamtprozess nicht dekarbonisiert ist. So entstehen prozessbedingt große Mengen CO_2 beim Kalkbrennen (s. auch Unterabschnitt 1.3.2).

Hierbei sei erwähnt, dass die Substituierung der Wärme- und Prozessdampfbereitstellung in Nordrhein-Westfalen bereits verfolgt wird. So wird seit 2019 im Soda-Werk in Rheinberg das alte Kohlekraftwerk durch einen neuen Biomassekessel ersetzt – voraussichtliche Inbetriebnahme im Jahr 2021. Dieser neue Kessel soll mit Holzhackschnizzeln betrieben werden und über 30 % der THG-Emissionen des Standortes (ca. 190 $ktCO_{2äq.}/a$) einsparen [60].

Kriterium 1: Technologische Reife

Biomassekessel ist bereits Stand der Technik (TRL = 9). Dampf aus PtH mittels Elektrodenkessel weisen einen TRL von 8 bis 9 auf. Für Elektrodenkessel wird der TRL von 9 ab 2020 erwartet [5].

Kriterium 2: THG-Reduktionspotential

Der Einsatz von Biomasse führt rein bilanziell zu einer vollständigen bzw. fast vollständigen Defossilierung, abhängig von der Art der eingesetzten Biomasse, der Wärme- und Prozessdampfbereitstellung – spezifische Emissionsminderung von fast 100 % gegenüber fossilen Brennstoffen. Allerdings wäre zukünftig eine Berücksichtigung der eventuellen Transportemissionen, abhängig von der Entfernung der Biomasse zum Industriestandort, und eventuellen Veredelungsemissionen (z. B. das Pressen von Pellets oder Brikets) denkbar. Für PtH ist eine spezifische Emissionsminderung von bis zu 100 % möglich – abhängig davon wie hoch der Anteil des erneuerbaren Stroms am eingesetzten Strom ist.

Kriterium 3: Energieeffizienz

Die Soda-Produktion mittels des Solvay-Prozesses (synthetische Herstellung) gilt als sehr energieintensiv. In der Literatur werden zur synthetischen Produktion von einer Tonne Soda 10 bis 14 GJ angegeben [59] und [61]. Bei dieser Energiemenge besitzt der Strom mit 0,18 – 0,47 GJ/t im Vergleich zu Wärme und Prozessdampf eine untergeordnete Rolle. Die große Spannweite der Energiemengen ist auf den jeweiligen technischen Stand der Anlage zurückzuführen, welche in ihrer Modernität und Auslegung divergieren können. Hierbei ist eine genaue Einschätzung für die jeweilige Anlage schwierig, da diese fortlaufend modernisiert und nicht komplett erneuert werden.

Allgemein ist die Gewinnung von Soda aus natürlichen Vorkommen gegenüber dem synthetischen Verfahren effizienter. So ist die Sodagewinnung im Bergbau in den USA und Kanada 30 % ertragreicher als der weltweite Durchschnitt [61].

Im Hinblick auf die Substitution der Prozessdampf- und Wärmebereitstellung anhand von Biomasse und PtH sind zukünftig keine großen Effizienzsteigerungen zu erwarten. So wird ein Großteil der Energie auf einem niedrigen Temperaturniveau benötigt, so dass der Einsatz von konventionellen Kraftwärmegekoppelten-Anlagen (KWK-Anlagen) sehr effizient ist – Gesamtwirkungsgrad von über 90 % [62]. Das Substitut Biomasse wird hieran nichts ändern. Bei dem Einsatz von PtH (Elektrodenkessel) ist ein Wirkungsgrad von knapp 100 % möglich.

Kriterium 4: Kosteneffizienz

Die spezifischen Mehrkosten eines Elektrodenkessels werden für 2050 in einer Bandbreite von +49 bis +83 % angegeben [5]. Unter der Annahme, dass eine konventionelle KWK-Anlage im Jahr 2019 in der Industrie, welche mit Erdgas befeuert wird und als Reverenz dient, die kWh_{th} für 3,5 Cent bereitstellen kann – der durchschnittliche Erdgaspreis für industrielle Abnehmer lag die letzten fünf Jahre mit

2,92 Cent/ kWh_{th} etwas darunter [63]. Die höheren Mehrkosten in 2050 sind auf den Strompreis (50 – 60 €/MWh) zurückzuführen.

Kriterium 5: Voraussetzungen für die Realisierung

Bei Nutzung von PtH-Technologien wie den Elektrodenkessel ist eine Bereitstellung zusätzlicher elektrischer Energiemengen, welche aus erneuerbaren Energiequellen stammen unabdingbar.

Aufgrund des verstärkten Einsatzes von Strom müssten eventuell die Übertragungs- und Transformatoren Leistungen des Standorts ertüchtigt werden – dies gilt es für jeden Standort zu prüfen.

Falls Biomasse als Energieträger verwendet wird, muss ausreichend Biomasse aus regionalen Beständen (kurze Wegeprinzip) vorhanden sein. Die vermehrte Biomassenutzung muss dabei mit der Aufforstung und anderen Auflagen der kontrollierten Nutzung sowie dem Biomassebedarf von konkurrierenden Prozessen aus der Region im Einklang stehen.

Tabelle B.19: SWOT-Analyse für alternative Soda-Produktion

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Ausgereiftes Verfahren (hoher TRL), welches jetzt schon einsetzbar ist • Nutzung von EE-Strom möglich • Elektrodenkessel sind schnell und präzise regelbar und somit gut geeignet für die Bereitstellung von Regelleistung [16]	Schwächen • Zusätzlicher hoher Strombedarf bei Nutzung von PtH • Einsatz von Biomasse führt nur rein bilanziell zur THG-Neutralität
Externe Faktoren	Chancen • 100 %-Dekarbonisierung der Wärme- und Prozessdampfbereitstellung ist möglich • Stärkung des Standortes in NRW möglich.	Risiken • Auch andere Akteure könnten die begrenzte Biomasse nutzen bzw. nutzen wollen, was zu Nutzungskonkurrenzen führt

Quelle: eigene Darstellung

B.2.5.5. CCS/CCU für die prozessbedingten Emissionen im Solvay-Prozess

Technologiebeschreibung

Für die Soda- bzw. Natriumcarbonatproduktion nach dem Solvay-Verfahren wird, genauso wie für die Zementproduktion, Kalkstein gebrannt. In diesem Prozessschritt wird inhärentes CO_2 aus dem Calciumcarbonat freigesetzt. Folglich sind diese prozessbedingten Emissionen nicht ohne größeren Aufwand zu reduzieren. Aus diesem Grund verbleibt nur die Abscheidung des CO_2 mit anschließender dauerhafter Einspeicherung oder anderweitige Nutzung, was bekanntermaßen unter CCS/CCU firmiert.

Anders jedoch als bei der Zementherstellung wird das entstandene CO_2 im Solvay-Prozess zur Sodaherstellung genutzt bzw. teilweise genutzt, indem es in Folgeprozesse eingebunden wird – unter anderem wird CO_2 zusammen mit NH3 in eine Kochsalzlösung eingeleitet. Eine weitere Nutzung des CO_2 und damit einhergehend die zusätzliche Senkung von THG-Emissionen erfolgt, wenn ein Soda-Standort eine integrierte Natriumbicarbonat-Anlage – nicht zu verwechseln mit Natriumcarbonat – besitzt. Dies ist für den einzigen in NRW verorteten Sodastandort in Rheinberg der Fall. Hier werden jährlich 50 kt Natriumbicarbonat hergestellt [59].

Der genaue Nutzungsgrad der potenziell anfallenden CO_2-Emissionen ist in der Literatur nicht endgültig geklärt –diese Forschungsfrage müsste absehbar beantwortet werden, um den Sodaprozess genauer einordnen zu können. So geht [64] von einer vollständigen CO_2-Nutzung aus und stuft den Prozess der Sodaherstellung als nicht emissionsrelevant ein. (Quelle 3 Soda) beschreibt, dass zumindest theoretisch der Solvay-Prozess stöchiometrisch neutral ist – es wird absichtlich ein Überschuss an CO_2 (30 – 80 %) erzeugt, um Energie zur Zersetzung des Calciumcarbonats bereitzustellen. So gelangt jedoch dennoch ein Teil des CO_2 in der Atmosphäre [62].

Auch [59] geht von einem Großteil der Nutzung aus, sodass je nach Optimierungsgrad der Anlage 0,2 – 0,4 t CO_2/t Soda entstehen. Dieser Wert bezieht sich allerdings auf die Gesamtemissionen für das Produkt, d. h. Emissionen, welche aus der Wärme- und Prozessdampfbereitstellung entstehen sind ebenfalls enthalten. Die Berücksichtigung einer eventuellen Natriumbicarbonat-Anlage ist in dem Wert nicht enthalten. Folglich dürften die THG-Emissionen für den Standort Rheinberg am unteren Ende der Spannweite oder sogar noch darunter verortet sein.

Im Hinblick auf die Einführung einer CO_2-Abscheidungsanlage ist es also fraglich, ob diese für den Standort in NRW überhaupt sinnhaft ist. Falls [64] sich als richtig bzw. realitätsnaher erweisen sollte, so wären alle prozessbedingten CO_2-Emissionen in den Folgeprozessen der Sodaherstellung eingebunden und würde somit eine CO_2-Abscheidung ineffektiv erscheinen lassen. Dies müsste jedoch für jeden einzelnen Standort individuell verifiziert werden.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass trotz eventueller hoher oder vollständiger CO_2-Einbindunggrades in der Sodaproduktion der Solvay-Prozess keineswegs als CO_2-Senke betrachtet werden kann. Dies rührt daher, dass in der Weiterverarbeitung von Soda z. B. in der Glasindustrie das CO_2 zum Teil wieder freigesetzt wird – in einer Tonne Soda befinden sich 415 kg gebundenes CO_2 [62]. Außerdem ist die CO_2-Abscheidung sehr energieintensiv und garantiert keine vollständige CO_2-Reduktion – der Wirkungsgrad beziffert sich auf etwa 90 %. Bei weiterem Bedarf hinsichtlich Information zu den verschiedenen CO_2-Abscheidungstechnologien, sowie der Technologie-Kriterien (s. Zementtemplate B.2.4.1 und B.2.4.2).

Tabelle B.20: SWOT-Analyse: CO_2-Abscheidung für die prozessbedingten Emissionen im SOLVAY-Prozess

	Vorteile	*Nachteile*
Interne Faktoren	Stärken • Auch prozessbedingtes CO_2 kann vermieden werden • Die Nachrüstbarkeit ist, standortbedingt, möglich	Schwächen • Sehr energieintensiv • Der Solvay-Prozess ist insgesamt schon sehr effizient, und einzelne Prozessschritte gut aufeinander abgestimmt (z. B. die Kreislaufführung von Ammoniak), was den Aufwand für weitere Effizienzsteigerungen erhöht • Hohe Infrastrukturanforderungen mit einhergehenden Kosten
Externe Faktoren	Chancen • CO_2-Neutralität könnte durch das Einbinden in Folgeprozesse im Solvay-Verfahren auch ohne kommerzielles CCS/CCU erfolgen • Bei CO_2-Abscheidung ist eine CO_2-Reduktion bis ca. 90 % möglich • Eventuelle Synergien bzgl. CO_2-Infrastruktur mit anderen Branchen	Risiken • Freisetzung von Teilen des CO_2 durch Verwendung des Sodas in weiteren Prozessen, z. B. in der Glasindustrie

Quelle: eigene Darstellung

B.2.5.6. Toloul-2,4-Diisocyanat (TDI), Benzenol/Phenol und Acrylsäure/ Propensäure

Die Defossilierung der drei Chemieprozesse zur Produktion Toloul-2,4-diisocyanat (TDI), Benzenol/Phenol und Acrylsäure/Propensäure können zusammengefasst werden und beruhen im Wesentlichen auf die in den Unterabschnitten B.2.5.1 und B.2.5.3 dargestellten Technologien sowie der Voraussetzung, dass der zukünftig produzierte Strom vollständig oder nahezu vollständig aus erneuerbaren Energiequellen stammt:

- Der Feedstock der drei Produkten beruht im Kern auf Naphtha, welcher durch die MTO/MTA-Route dekarbonisiert werden kann (s. auch Unterabschnitt B.2.5.1). Erfolgt eine Defossilierung des Napthaprozesses so sind auch die nachgelagerten Prozesse in dieser Hinsicht bilanziell CO_2-frei.
- Zur Produktion von TDI, Benzenol und Acrylsäure wird in größeren Mengen Wärme- und Prozessdampf benötigt, welcher anhand von Power-to-Heat und/oder Biomassenutzung gedeckt werden kann (s. auch Unterabschnitt B.2.5.3).

B.2.6 Metaanalysen von Klimaschutzstudien und -strategien für die energieintensiven Industrien in Deutschland und der EU

Nachdem eine Metaanalyse mit technologischem Fokus durchgeführt wurde (siehe Abschnitt B.2), erfolgte gemeinsam mit Kollegen*innen aus dem parallellaufenden Forschungsprojekt SCI4Climate.NRW ergänzend eine weitere Metaanalyse mit einem angepassten Schwerpunkt. Diese sollte aktuelle Szenariostudien dahingehend auswerten, welche übergeordneten Strategien zur Defossilierung von Stahl-, Zement- und Chemieindustrie den jeweiligen Szenarien zugrunde liegen, welchen konkreten Beitrag diese zur Zielerreichung leisten und wo die Schwerpunkte jeweils verortet sind. Ziel war es, Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Transformationspfaden einschlägiger Szenarioliteratur herauszuarbeiten und robuste Elemente zu identifizieren.

Hierfür wurde zunächst eine Vorauswahl von 14 aktuellen (d. h. Publikation, die im Jahr 2018 oder später erschienen sind) Szenariostudien getroffen, welche anschließend in einem Auswahlverfahren kategorisiert und anhand der folgenden Kriterien weiter eingegrenzt wurden:

- Geografischer Bezugsrahmen: Liegt der Fokus auf Deutschland, Europa bzw. der EU oder globaler Ebene und lassen sich die benötigten Daten räumlich klar abgrenzen?
- Branchenspezifische Abgrenzung: Ist mindestens eine der fokussierten Industriesektoren expliziter Untersuchungsgegenstand und lassen sich die benötigten Daten klar branchenspezifisch trennen?

- Detailtiefe: Liegt eine ausreichende quantitative Detailtiefe hinsichtlich der Entwicklung von THG-Emissionen und Endenergiebedarfen sowie der verfolgten Klimaschutzstrategien vor?
- Ambitionsniveau: Ist die im Szenario verfolgte THG-Minderung der betrachteten Industrie im Einklang mit dem EU-Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 bzw. für die globalen Szenarien mit der „deutlich unter 2 Grad"-Zielformulierung des Pariser Klimaabkommens?

Nach diesem ersten Filterprozess verblieben acht Publikationen für eine vertiefende Analyse (siehe Tabelle B.21), wovon in fünf Studien alle drei betrachtete Branchen Gegenstand der Untersuchung waren sowie zwei Analysen exklusiv auf die Zementindustrie und eine dezidiert auf die chemische Industrie abzielten. Da einige der Publikationen mehrere Transformationspfade ausgeben, wurde hieraus zunächst eine Auswahl von insgesamt zehn Szenarien (siehe Tabelle B.21) getroffen, welche zum einen den oben dargestellten Anforderungen entsprechen und sich zum anderen am besten für die nachfolgend beschriebenen Auswertungskriterien der vertiefenden Analysen eigneten:

- Wie entwickeln sich die branchenspezifischen Endenergiebedarfe und THG-Emissionen im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050?
- Welche Klimaschutzstrategien werden zur Erreichung der Minderungsambitionen verfolgt und in welcher Weise priorisiert? Hierzu zählen:
    - Der Einsatz klimaneutraler Energieträger (Strom, Biomasse, Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) inkl. einer Hebung von Energieeffizienzpotentialen.
    - Der Einsatz von CO_2-Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung (CCS/CCU).
    - Die Minderung der Nachfrage nach Primärmaterialien durch Strategien der Materialeffizienz, Kreislaufwirtschaft, Materialsubstitution oder Minderung der Endnachfrage.

Als Endergebnis der Metanalyse entstand ein gemeinsam mit SCI4Climate.NRW entwickeltes und veröffentlichtes Paper [65], aus welchem nachfolgend einige zentrale Ergebnisse dargestellt und erläutert werden.

Tabelle B.21: Für die weitere Analyse ausgewählte Publikationen und Szenarien der Metaanalysen von Klimaschutzstudien und -strategien

Titel der Studie	Jahr	Herausgeber/ Auftraggeber	Geografie	Ausgewählte Szenarien	Minderung der THG-CO_2-Emissionen bis 2050 (vs. 2010)
Branchenübergreifende Studien mit separaten Betrachtungen der Stahl-, Chemie- und/oder Zementindustrie					
Klimaneutrales Deutschland (Agora Energiewende u. a. 2020)	2020	Agora Energiewende u. a.	Deutsch-land	KN2050	– 116 %[28]
Energy Technology Perspectives 2020 (IEA 2020)	2020	IEA	Welt	SDS	ca. – 52 %
Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonization of Industry (ICF/Fraunhofer ISI 2019a)	2019	ICF, Fraunhofer ISI	Europa	Mix95	ca. – 92 %
Industrial Transformation 2050 (Material Economics 2019)	2019	Material Economics	Europa	New Processes, Circular Economy, Carbon Capture	ca. – 95 %
Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (UBA 2019)	2019	UBA	Deutsch-land	GreenSupreme	– 95 %
Studien speziell zur Zementindustrie					
Defossilierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien (VDZ 2020)	2020	VDZ	Deutsch-land	Klimaneutralität	– 109 %
Cementing the European Green Deal (Cembureau 2020)	2020	Cembureau	Europa	2050 roadmap	– 100 %
Studie speziell zur chemischen Industrie					
Roadmap Chemie 2050 – Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland (FutureCamp/DECHEMA 2019)	2019	VCI	Deutsch-land	Treibhausgas-neutralität 2050	ca. – 98 %

Entnommen aus Quelle: [65]

Wie in Tabelle B.22 dargestellt, sehen alle betrachteten Szenarien zur Entwicklung der Stahlbranche zukünftig eine Schlüsselrolle beim Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Dieser wird in den Analysen sowohl direkt genutzt (Lichtbogenofen) als auch indirekt in der Form von grünem Wasserstoff eingesetzt, wobei letztgenanntes Verfahren vor allem in den Szenarien KN2050, GreenSupreme und New Processes von sehr großer Bedeutung ist und als unverzichtbar für eine THG-neutrale Primärstahlerzeugung betrachtet wird. Auch spielt die Sekundärstahlproduktion in allen berücksichtigten Szenarien zukünftig eine deutlich gewichtigere Rolle als heute. Teilweise damit einhergehend wird in allen betrachteten Szenarien eine Erhöhung der Recyclingrate von Stahl angestrebt, wenngleich mit divergierenden Einschätzungen hinsichtlich der Umsetzungstiefe. Auch ein verstärkter Einsatz von Biomasse stellt in unterschiedlichem Ausmaß eine zum Teil sehr wichtige Strategie bei der THG-Minderung in den betrachteten Szenarien dar. Eine Ausnahme ist in diesem Zusammenahng das Szenario GreenSupreme, welches generell keine nachhaltig erschließbaren Biomassepotentiale für die Industrie vorsieht. Die Rolle der CO_2-Abscheidung wird hingegen sehr unterschiedlich wiedergegeben. So verzichten die Szenarien GreenSupreme und Mix95 vollständig darauf, während in den Szenarien Circular Economy und New Processes der CO_2-Abscheidung zumindest eine Nebenrolle zukommt. Ein wesentliches Element stellt CCUS hingegen in den Szenarien KN2050, SDS und Carbon Capture dar, in denen bis zu einem Drittel der THG-Minderung auf die CO_2-Abscheidung entfällt. Möglichkeiten der Materialsubstitution oder eine Minderung der Endnachfrage (z. B. durch geänderte Konsummuster und/oder angepasste gesellschaftliche Verhaltensweisen) werden für die Stahlindustrie weitgehend als nicht relevant gesehen, wenngleich große Potentiale in Strategien der Kreislaufwirtschaft zu bestehen scheinen.

[28] In diesem Szenario werden im Jahr 2050 durch den Einsatz von Biomasse in Kombination mit CCS (BECCS) negative Emissionen erzielt.

Tabelle B.22: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien zur Stahlindustrie

Szenario	**Einsatz klimaneutraler Energieträger**			**CO_2-Abscheidung**		**Minderung der Nachfrage nach Primärmaterialien**			
	direkte Elek-trifizierung	Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe	Biomasse	CCS	CCU	Materialeffizienz	Kreislaufwirtschaft	Materialsubstitution	Minderung der Endnachfrage
DEUTSCHLAND									
KN2050 (Agora Energiewende u. a. 2020)	+	+ +	+ + +	++	o	o	+ +	+	o
GreenSupreme (UBA 2019)	+ +	+ + +	o	o	o	+ +	+ + +	+	+ +
EUROPA									
New Processes (Material Economics 2019)	+ +	+ +	+ +	+	k. A.	+	+ + +	o	o
Circular Economy (ebd.)	+ +	+ +	+ +	+	k. A.	+ +	+ + +	o	o
Carbon Capture (ebd.)	+	+	+ +	+ + +	k. A.	+	+ +	o	o
Mix95 (ICF/Fraunhofer ISI 2019a)	+ +	+ +	+	o	o	+	+ + +	o	o
WELT									
SDS (IEA 2020)	+	+	+	+ + +	k. A.	+	+ +	o	o

o = Strategie wird nicht oder nur marginal verfolgt
+/+ +/+ + + = Strategie wird in mäßigem/starkem/sehr starkem Maße verfolgt
Entnommen aus Quelle: [65]

Wie in Tabelle B.23 ersichtlich, sehen nahezu alle betrachteten Szenarien zur Entwicklung der Zementbranche zukünftig eine Schlüsselrolle beim Einsatz von CO_2-Abscheidungstechnologien, da diese die anderweitig nicht vermeidbaren Prozessemissionen adressieren. Die Ausnahme hiervon bildet das Szenario GreenSupreme, welches die CO_2-Abscheidung generell ausschließt und daher trotz sehr optimistischer Annahmen bei allen anderen Maßnahmen keine vollständige THG-Minderung im

Zementsektor erreicht (es verbleiben ab dem Jahr 2050 rund 5 Mio. Tonnen CO_2). Ebenfalls sehen die meisten Szenarien zukünftig eine steigende Bedeutung von Strom als Endenergieträger, dessen mengenmäßige Relevanz jedoch maßgeblich davon abhängt, ob Zementöfen im Szenario elektrifiziert werden oder nicht und welche Art von CO_2-Abscheidetechnologie zukünftig unterstellt wird. Ausnahmen bilden an dieser Stelle die Szenarien SDS, welches angesichts hoher Effizienzpotenziale auf globaler Ebene keine Veränderungen im Strombedarf sieht, sowie GreenSupreme, das absolut gesehen sogar von rückläufigen Bedarfen ausgeht. Letzteres sieht allerdings auch große Mengen an synthetischen Energieträgern vor, deren Erzeugung bilanziell nicht der Zementindustrie angerechnet wird. Sehr unterschiedlich wird hingegen der Einsatz alternativer Brennstoffe und insbesondere von Biomasse gesehen. Hier geht die Hälfte der Szenarien von einem mindestens rückläufigen Einsatz aus, die andere Hälfte sieht wie in der Vergangenheit einen bestehenden Trend hin zu mehr abfallstämmigen Brennstoffen mit zunehmenden biogenen Anteilen. Aufseiten des Rohstoffeinsatzes sehen hingegen alle Szenarien nutzbare Effizienzpotentiale, wenngleich mit unterschiedlicher Relevanz und verschiedenen Schwerpunkten. So ordnet beispielsweise lediglich das Szenario GreenSupreme dem Thema Lebensstiländerungen eine größere Minderungswirkung zu, Materialsubstitution hat hingegen über alle Szenarien hinweg eine mäßige bis sehr wichtige Bedeutung inne.

Tabelle B.23: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien der Zementindustrie

Szenario	Einsatz klimaneutraler Energieträger			CO_2-Abscheidung		Minderung der Nachfrage nach Primärmaterialien			
	direkte Elek-trifizierung	Wasserstoff oder synth. Brennstoffe	Biomasse	CCS	CCU	Materialeffizienz	Kreis-laufwirtschaft	Materialsubstitution	Minderung der Endnachfrage
DEUTSCHLAND									
KN2050 (Agora Energiewende u. a. 2020)	+	o	+ +	+ + +	o	+ +	+	+ +	o
Klimaneutralität (VDZ 2020)	k. A.	+	+ +	+ +	k. A.	k. A.	o	+ +	o
GreenSupreme (UBA 2019)	+	+ + +	o	o	o	k. A.	o	+ + +	+ +
EUROPA									
2050 roadmap (Cembureau2020)	+	+	+ + +	+ +	k. A.	+ +	+	+ +	o
New Processes (Material Economics 2019)	+ + +	o	o	+ +	k. A.	+ +	o	+	o
Circular Economy (Material Economics 2019)	+ +	o	o	+ +	k. A.	+ + +	o	+ +	o
Carbon Capture (Material Economics 2019)	+	o	o	+ + +	k. A.	+	o	+	o
WELT									
SDS (IEA 2020)	o	o	+	+ + +	k. A.	k. A.	o	+	o

o = Strategie wird nicht oder nur marginal verfolgt;
+/+ +/+ + + = Strategie wird in mäßigem/starkem/sehr starkem Maße verfolgt
Entnommen aus Quelle: [65]

Wie in Tabelle B.24 ersichtlich, spielt Strom aus erneuerbaren Energiequellen in allen betrachteten Szenarien eine wesentliche Rolle bei der Defossilierung der chemischen Industrie. Besonders stark

wirkt sich hierauf ein hoher unterstellter Bedarf an grünem Wasserstoff und z. T. synthetischem Feedstock sowie die Annahme von einer Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung aus. Auch Szenarien, die einen starken Einsatz von CO_2-Abscheidung antizipieren, gehen von signifikanten Steigerungen im Strombedarf der chemischen Industrie aus. Allerdings variieren die Szenarien stark hinsichtlich der Relevanz von CCS, welches nur in den Szenarien SDS, Carbon Capture und KN2050 überhaupt zur Anwendung kommt. Die Nutzung von abgeschiedenem CO_2 (CCU) zur Herstellung synthetischer Edukte zur stofflichen Nutzung wird zumeist unterstellt, in drei Szenarien aber explizit ausgeschlossen. Auch hinsichtlich eines zukünftigen Biomasseeinsatzes zeichnet sich kein einheitliches Bild in den untersuchten Szenarien ab. So decken die drei Szenarien von Material Economics den zukünftigen Feedstockstockbedarf für die Kunststoffproduktion explizit durch Biomasse, was auch im Szenario Treibhausgasneutralität 2050 zumindest eine Nebenrolle spielt. Dabei wird in keinem der vier genannten Publikationen Biomasse energetisch genutzt. Dies findet lediglich in den Szenarien KN2050 und Mix95 statt. Erstgenanntes geht sogar noch einen Schritt weiter und kombiniert die energetische Nutzung von Biomasse mit nachgelagerter CO_2-Abscheidung (BECCS), um insgesamt negative Emissionen zu erzielen. Recycling- und Kreislaufwirtschaftsstrategien haben in allen betrachteten Szenarien eine mäßige bis sehr hohe Relevanz, wenngleich deutliche Unterschiede im technologischen Ansatz existieren. Während die Szenarien Treibhausgasneutralität 2050 und Mix95 vor allem auf mechanisches Recycling abzielen, spielt in den Szenarien SDS und KN2050 auch chemisches Recycling eine wichtige Rolle. Die drei Szenarien von Material Economics sehen eine Relevanz beider Ansätze. Gesellschaftliche Verhaltensänderungen und angepasste Konsummuster führen lediglich in den beiden Szenarien KN2050 und SDS zu einer Reduktion des Abfallaufkommens und des Düngemitteleinsatzes, was sich in THG-Minderungen widerspiegelt. Wesentliche Potentiale werden hingegen von allen Szenarien bei Strategien im Bereich von Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft gesehen.

Tabelle B.24: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien zur chemischen Industrie

Szenario	**Einsatz klimaneutraler Energieträger**			**CO_2-Abscheidung**		**Minderung der Nachfrage nach Primärmaterialien**			
	direkte Elek-trifizierung	Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe	Biomasse	CCS	CCU	Materialeffizienz	Kreislaufwirtschaft	Materialsubstitution	Minderung der Endnachfrage
DEUTSCHLAND									
KN2050 (Agora Energiewende u. a. 2020)	+	+	+ +	+ +	+ +	+ +	+ + +	o	+
Treibhausgas-neutralität 2050 (FutureCamp/DECHEMA 2019)	+ + +	+ +	+	o	+ +	+	+ +	o	o
EUROPA									
New Processes (Material Economics 2019)	+ +	+	+ +	o	o	+ +	+ + +	+	o
Circular Economy (ebd.)	+ +	+	+ +	o	o	+ + +	+ + +	+ +	o
Carbon Capture (ebd.)	+ +	+	+ +	+ +	k. A.	+ +	+ +	+	o
Mix95 (ICF/Fraunhofer ISI 2019a)	+ +	+ + +	o	o	+ +	+	+	+	o
WELT									
SDS (IEA 2020)	k. A.	k. A.	+	+ + +		+	+ +	+	+

o = Strategie wird nicht oder nur marginal verfolgt
+/+ +/+ + + = Strategie wird in mäßigem/starkem/sehr starkem Maße verfolgt
Entnommen aus Quelle: [65]

Zusammengenommen verdeutlicht die durchgeführte Metaanalyse, dass eine Defossilierung und damit eine nahezu vollständige THG-Minderung der Branchen Stahl, Zement und Chemie bis zum Jahr 2050 von einer breiten, modellgestützten Studienlandschaft als möglich erachtet wird. Darüber hinaus zeichnet sich ab, dass hierfür ein breites Portfolio an Maßnahmen und Strategien einerseits zur

Verfügung steht, andererseits jedoch – mit unterschiedlicher Schwerpunktsetzung – zur Zielerreichung auch benötigt wird. In keiner Branche existiert eine Einzelmaßnahme, welche für sich allein genommen zum Ziel führt. Die jeweiligen Unterschiede in den dargelegten Strategien weisen darauf hin, dass derzeit kein Konsens für einen optimalen Ansatz besteht, wenngleich sich für alle drei betrachteten Branchen robuste Elemente abzeichnen. Für die Stahlbranche bedeutet dies vor allem eine direkte und indirekte Elektrifizierungsstrategie in Kombination mit einer Stärkung der Kreislaufwirtschaft. Für die Zementindustrie wird die CO_2-Abscheidung eine wesentliche Rolle spielen, deren Bedarf durch Strategien der Materialeffizienz und der Materialsubstitution über die gesamte Wertschöpfungskette der Bauwirtschaft möglichst weit reduziert werden sollte. Für die chemische Industrie ergeben sich insbesondere Strategien der direkten Elektrifizierung, der Kreislaufwirtschaft und der Materialeffizienz als besonders wichtig. Die zentrale Voraussetzung für die Realisierung aller identifizieren größeren Defossilierungshebel sind die Verfügbarkeit großer Mengen grünen Stroms, über die auch indirekte Elektrifizierungsansätze realisiert werden können, die Etablierung der jeweils benötigten Infrastrukturen und einer umfassenden Strategie zur Stärkung der Kreislaufwirtschaft.

B.3. Szenarioentwicklung und -analyse

HIGHLIGHTBOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE IN DEM KAPITEL

- **Das untersuchte Szenario verdeutlicht, dass eine Transformation der Industrie in NRW und Deutschland hin zur Treibhausgasneutralität und sogar zu Netto-negativ-Emissionen, grundsätzlich möglich ist.**
- **Um das Ziel der THG-Neutralität in der Industrie zu erreichen, müssen demnach bis spätestens zum Jahr 2050 alle fossilen Energieträger und Ressourcen durch erneuerbare Energieträger und Ressourcen (Biomasse, Biogas, EE-Strom, grüner Wasserstoff und Power-to-X Folgeprodukte inkl. THG-neutralem CO_2) substituiert werden.**
- **Für die Umstellung der Energieträger spielt die Elektrifizierung von Prozessen mittels EE-Strom eine zentrale Rolle. Dazu gehört insbesondere die Bereitstellung von Prozessdampf- und wärme über Power-to-Heat und eine Ausweitung der Sekundärstahlproduktion mittels Lichtbogenofen.**
- **Die Substitution von Erdgas erfolgt zum Großteil über feste Biomasse und die Gasifizierung der festen Biomasse sowie zu kleinen Anteilen ab 2040 über Biomethan. Der bisherige Einsatz von Kokskohle für die Rohstahlproduktion wird durch Ersatz der Hochofen-Konverter Route durch eine Direktreduktion mit grünem Wasserstoff zu Eisenschwamm realisiert. Eine weitere Leitplanke für die Ressourcentransformation stellt die zukünftige Versorgung der Grundstoffchemie mit THG-neutralen Edukten, durch den Import von grünem Naphtha und die heimische Produktion von Methanol (chemisches Recycling), dar.**
- **Auch wenn die fossilen Energieträger schrittweise über den gesamten Betrachtungszeitraum substituiert werden, so bleibt die Gesamtenergienachfrage der Industrie in Deutschland und NRW aufgrund von Effizienzsteigerungen, welche neue Verbraucher (z. B. CO_2-Abscheidung) kompensieren, in etwa konstant.**
- **Für das Erreichen von Netto-negativ-Emissionen wird Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) in der Grundstoffchemie und Stahlindustrie eingesetzt. Folglich kommt beiden Branchen, und auch NRW durch die überproportional starke Vertretung dieser Branchen, eine entscheidende Rolle zu.**

Die folgenden Szenarioanalysen zeigen auf, wie der Industriesektor in Deutschland und Nordrhein-Westfalen (NRW) bis spätestens zum Jahr 2050 zu einer treibhausgasneutralen Produktion transformiert werden kann. Der Fokus liegt dabei auf der energieintensiven Grundstoffindustrie (Chemie-, Stahl- und Zementproduktion), die heute (2017) allein einen Anteil von 58 % (79 % in NRW) an den industriellen THG-Emissionen in Deutschland haben [5][35][67]. Davon wiederum entfallen 33

% auf prozessbedingte Emissionen, so dass die Vermeidung der Treibhausgas (THG)-Emissionen nicht allein durch eine Umstellung auf Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE) und die Energiewende zu meistern ist [5]. Es braucht vielmehr auch erneuerbare Rohstoffe wie grünen Wasserstoff und Biomasse sowie entsprechend angepasste bzw. innovative Verfahrenstechnologien.

Da in diesem Forschungsvorhaben die sektoralen Transformationspfade und Endenergiebedarfe für die Grundstoffindustrie im Fokus stehen, wurde für die Szenarioanalysen auf Ergebnisse paralleler Szenario-Arbeiten im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen zurückgegriffen. Diese Arbeiten dienen als Basis für die Auswertung des Industriesektors und die Ableitung von spezifischen Ergebnissen für das Bundesland Nordrhein-Westfalen. Die resultierenden industriellen Endenergiebedarfe werden als exogene Inputdaten an die beiden Forschungspartner Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI) und das Institut für Energie- und Klimaforschung des Forschungszentrums Jülich (FZJ-IEK) übergeben, die diese für ihre Berechnungen zur Entwicklung des deutschen Gesamtsystems in Europa verwenden (siehe Kapitel A.4.).

B.3.1 Storyline für das Szenario „KOVI Industrie-Klimaschutz 2020"

Bei diesem Szenario handelt es sich um ein Zielszenario, in dem sowohl die gesamten als auch die industriellen THG-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf (unter[29]) Netto-Null reduziert werden. Die Entwicklungen bis dahin orientieren sich an den zum Zeitpunkt der Szenarioerstellung gültigen Klimaschutzzielen der Bundesregierung [68]. Neben dem langfristigen Ziel die Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen sind demnach die Treibhausgasemissionen in Deutschland um mindestens 55 % (543 Mio. $tCO_{2äq.}$/a) bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Für den Industriesektor in Deutschland war für das Zwischenziel von 2030 eine Reduktion auf 140 Mio. $tCO_{2äq.}$/a (-49 % ggü. 1990) vorgesehen [68].

Im Hinblick auf Szenario *KOVI Industrie-Klimaschutz 2020* für den Industriesektor in Deutschland und NRW wird ein bis zum Zieljahr 2050 nahezu konstantes Produktionsvolumen von zunehmend höherwertigen Produkten, wie z. B. hochwertige legierte Stähle, unterstellt, sodass insgesamt weiterhin ein moderates Wachstum der Wertschöpfung stattfindet. Die Entwicklung der Produktionsmengen ist in etwa vergleichbar mit der Studie *Klimaneutrales Deutschland* (KNDE) von [69]. Einzig für die Stahlproduktion wurde eine für NRW etwas günstigere Entwicklung angenommen. Sie liegt im Zieljahr 2050 um etwa 2 Mio. t Stahl pro Jahr höher liegt als in der KNDE-Studie, mit entsprechend größeren Herausforderungen für eine klimaneutrale Produktion.

[29] Dazu sind teilweise auch negative Emissionen (Gutschriften) erforderlich, um verbleibende Emissionen aus anderen Quellen kompensieren zu können.

Die resultierenden Entwicklungen für die drei zentralen Grundstoffindustrien basieren auf folgenden strategischen Leitplanken, welche bis 2050 umgesetzt werden:

Grundstoffchemie

- Treibhausgasneutrale Kohlenwasserstoffe, hergestellt aus grünem Wasserstoff und CO_2 aus Biomasse und/oder separiert aus der Umgebungsluft (DAC), werden nach 2040 in der Chemieindustrie für die stoffliche Nutzung eingesetzt. Dabei spielt der Import von grünem Naphtha eine besondere Rolle für die Versorgung der Grundstoffchemie mit THG-neutralen Edukten. Zudem wird der Fokus zur Produktion von High-Value-Chemicals (HVC), die für die Wertschöpfung besonders relevant sind, zukünftig stärker auf der Methanol-to-Olefine (MtO) und Methanol-to-Aromaten (MtA)-Route beruhen, welche die heutige konventionelle Naphtha-Cracker-Route teilweise ablöst.
- Das chemische Recycling wird forciert, um Methanol für die MtO-Route und Pyrolyseöl für die Verwendung in Steam Crackern bereitzustellen.
- Die Bereitstellung von Prozesswärme erfolgt durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Power-to-Heat) sowie durch Verbrennung von Biomasse (BECCS, s. auch unten). Für niedrige Temperaturniveaus (<200°C) wird die Prozesswärme mittels Hoch- bzw. Höchsttemperatur-Wärmepumpen geliefert. Für Temperaturen von 200 bis 500°C werden Elektrodenkessel und Biomasseverfeuerung eingesetzt.

Stahlindustrie

- Die Primärstahlerzeugung wird von der konventionellen Hochofenkonverter-Route vollständig auf Direktreduktionsverfahren, zur Erzeugung von Eisenschwamm, ersetzt. Als Reduktionsmittel dient hier zunächst Erdgas, welches bis 2050 schrittweise durch grünen Wasserstoff und später auch durch einen Anteil Synthesegas (aus Biomasse) ersetzt wird. Der erzeugte Eisenschwamm wird im Anschluss entweder durch einen Elektro-Lichtbogenofen weiterverarbeitet oder einen elektrischen Schmelzofen aufgeschmolzen und einem konventionellen Konverter weiterverarbeitet.
- Der Anteil der Sekundärstahlerzeugung an der Gesamtstahlerzeugung, welche ebenfalls in Lichtbogenöfen erfolgt, wird erhöht und derjenige für die Primärstahlerzeugung reduziert. Durch Anwendung der DRI-Route und Weiterverarbeitung im Lichtbogenöfen kann die Flexibilität des Systems in Bezug auf Schrottanteile erhöht werden.
- Die benötigte Hochtemperaturwärme an den Warmwalzwerken wird an geeigneten Standorten durch Verbrennung von Synthesegas (aus fester Biomasse) bereitgestellt. Sinnvolle Standorte für Biomasse-Verwendung sind solche, welche für einen CO_2-Abtransport günstig gelegen sind. Mit „günstig“ ist in diesem Zusammenhang die geografisch nahe Verortung an den Offshore-Lagerstätten (z. B. in der Nordsee) für eine langfristige Einspeicherung und/oder an eine CO_2-Infrastruktur (z. B. Pipeline) gemeint. An solchen Standorten kann eine CO_2-Abscheidung erfolgen (BECCS) und somit Netto-Negativ-Emissionen erreicht werden.

- Geringe Mengen Biogas (auch Biomethan) werden auch in nicht integrierten Walzwerken eingesetzt.

Zementindustrie

- In der Zementindustrie wird zukünftig der effiziente Einsatz von Zementklinker über die gesamte Wertschöpfungskette forciert. Im Zuge der Effizienzsteigerung wird insgesamt weniger Zementklinkerbedarfs benötigt. Dies geschieht durch die anteilige Substitution des Klinkeranteils durch Betonsande und kalzinierte Tone in Zementen, sowie durch die Verringerung des Zementanteils in Beton.
- Die verbleibenden CO_2-Emissionen werden via Oxyfuel-Verfahren abgeschieden und langfristig eingespeichert (CCS).

Sektorübergreifende Maßnahmen

- Effizienzsteigerungen und damit einhergehende THG-Minderungen erfolgen in allen Sektoren kontinuierlich bis zum Zieljahr 2050. Die Effizienzsteigerungen gelten zum einen für Technologien (z. B. Öfen und Querschnittstechnologien) aber auch für den Materialeinsatz (z. B. im Betonbau).

B.3.2 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Szenarioergebnisse für eine THG-neutrale Entwicklung des Industriesektors in Deutschland und NRW dargestellt und erläutert. Dazu gehören die THG-Emissionen, der Endenergieverbrauch nach Energieträgern und der Wasserstoffbedarf für die Chemie- und Stahlindustrie.

B.3.2.1. Entwicklungen für einen THG-neutralen Industriepfad in Deutschland

Die Entwicklung des Gesamtendenergieverbrauchs der Industrie in Deutschland ist in Abbildung B.5 dargestellt. Dieser geht bis etwa zum Jahr 2030 leicht auf 2167 PJ zurück und erreicht dann in 2050 mit 2282 PJ einen Wert, welcher wieder annährend so hoch ist wie im Basisjahr 2016 (2316 PJ). Dabei werden mittelfristig mögliche Effizienzfortschritte langfristig auch durch neue Verbraucher (z. B. Strom für CCS/BECCS) kompensiert. Hinzu kommt der Wirkungsgradverlust bei der großskaligen Gasifizierung von Biomasse (nur 70% gegenüber ca. 90-95% bei der Verwendung von Erdgas). Die Stromnachfrage hat mit ca. 30 % den größten Anteil am industriellen Endenergieverbrauch und bleibt bis 2030 mit etwa 700 PJ/a etwa konstant. Danach steigt der industrielle Strombedarf um insgesamt etwa 30 % bis auf 1034 PJ im Jahr 2050 an. Ein wesentlicher Treiber dafür liegt in der direkten Elektrifizierung verschiedenster Industrieprozesse, wie z. B. Erhöhung der Sekundärstahlroute via Lichtbogenofen an

der Gesamtstahlerzeugung und der Bereitstellung von Prozesswärme und -dampf via Power-to-Heat. Der vollständige Ausstieg aus konventionellem Erdgas, welches in der Stahlindustrie als Brückenenergieträger fungiert, erfolgt zwischen 2030 und 2050.

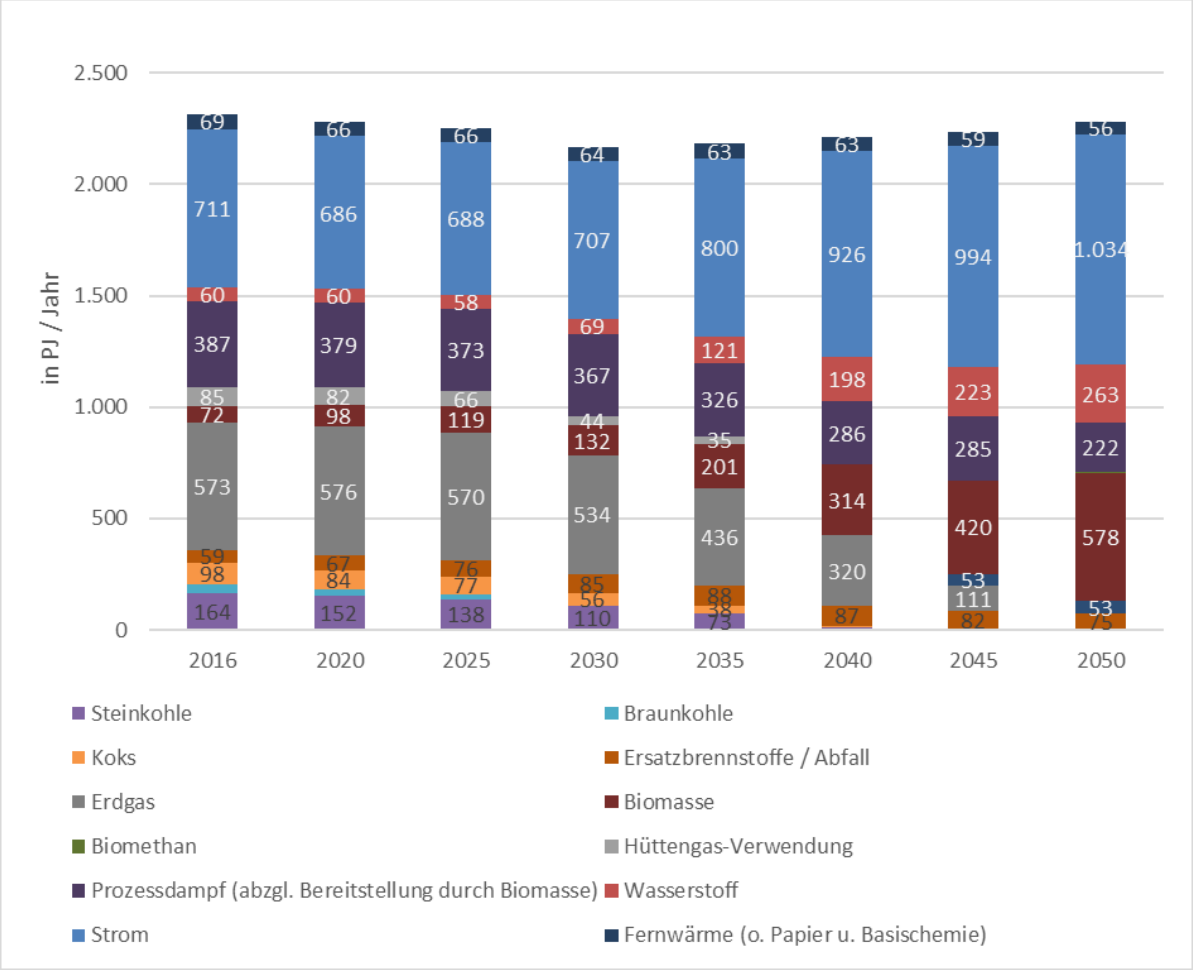


Abbildung B.5: Jährlicher Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland in PJ pro Jahr
Quelle: eigene Darstellung

Ein ähnliches Bild wie beim Strom folgt für den Energieträger Wasserstoff, dessen Verbrauch bis zum Jahr 2030 lediglich marginal um ca. 9 PJ/a auf insgesamt 69 PJ/a ansteigt und dann innerhalb von 20 Jahren auf ca. 263 PJ/a um einen Faktor Vier wächst. Dieser Verlauf beruht auf der ab 2020 sinkenden Nachfrage nach Ammoniak, getrieben durch einen geringeren Mineraldüngermitteleinsatz der Landwirtschaft als zuvor. Die geringere Nachfrage resultiert aus einer gesteigerten Stickstoffeffizienz, welche durch die Optimierung der Düngeplanung und der Ausbringtechniken optimiert wird. Diese Rückgänge werden zunächst lediglich geringfügig von dem steigenden Wasserstoffbedarf aus anderen Prozessen/Sektoren überlagert.

In der Zeit nach 2030 gewinnen die neuen H_2-Prozesse zunehmend an Bedeutung, sodass der Wasserstoffbedarf stark ansteigt. Dazu gehören insbesondere die Wasserstoffdirektreduktion im Stahlsektor oder das chemische Recycling zur Erzeugung von abfallbasiertem Methanol zur stofflichen Nutzung.

Der Verbrauch von fester Biomasse steigt über die gesamte Laufzeit kontinuierlich an. Von 72 PJ/a (2016) findet bis zum Jahr 2050 mit 578 PJ/a eine Versechsfachung des Bedarfs statt. Die stark wachsende Nachfrage ist vor allen Dingen auf den Einsatz für die Hochtemperaturwärme (z. B. Walzwerke) und zur Dampferzeugung zurückzuführen. Die feste Biomasse muss hierbei insbesondere Erdgas ersetzen.

Die Wirkung der industriellen Transformation – der Einsatz neuer Technologien und erneuerbarer Energieträger – auf die die THG-Bilanz in Deutschland zeigt die Abbildung B.6. Insgesamt sinken die THG-Emissionen der Industrie in Deutschland, von 2016 ausgehend mit knapp 200 $MtCO_{2äq.}$/a, kontinuierlich. Ab dem Jahr 2045 werden in der Stahlindustrie und der Grundstoffchemie negative Emissionen erzielt. Erreicht werden diese durch den Einsatz von grünem Naphtha (Grundstoffchemie) und dem Einsatz von BECCS (Grundstoffchemie und Stahlindustrie)[30]. Im Zieljahr 2050 werden bilanziell schließlich netto-negative THG-Emissionen für den Industriesektor insgesamt erzielt.

[30] An den verbliebenen Steamcrackern und den Warmwalzwerken wird eine CO_2-Abscheidung integriert und das abgeschiedene CO_2 langfristig in geologische Speicherstätten eingespeichert (BECCS).

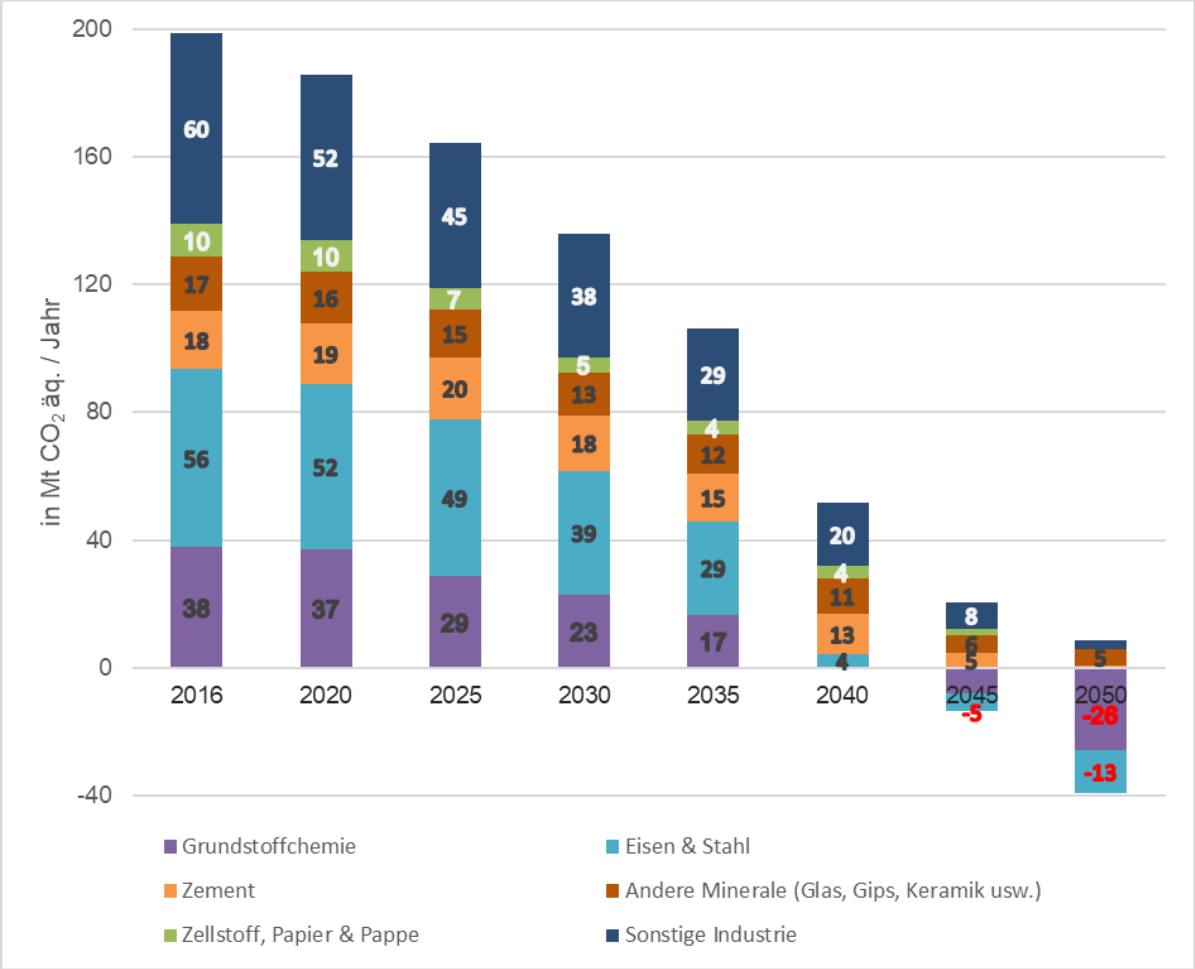


Abbildung B.6: Jährliche Treibhausgasemissionen der Industrie in Deutschland in MtCO2 äq.
Quelle: eigene Darstellung

Trotz der im Saldo insgesamt negativen Treibhausgasemissionen im Zieljahr 2050 verbleiben dennoch geringfügige Emissionen in Teilen der deutschen Industrie. So emittieren die übrigen Mineralienindustrien (ohne Zementindustrie) noch ca. 5 $MtCO_{2äq.}$/a, die Zementindustrie ca. 1 $MtCO_{2äq.}$/a und die sonstigen Industrien zusammen etwa 3 $MtCO_{2äq.}$/a. Diese werden jedoch von den negativen Emissionen der Stahl- und Grundstoffchemie überkompensiert.

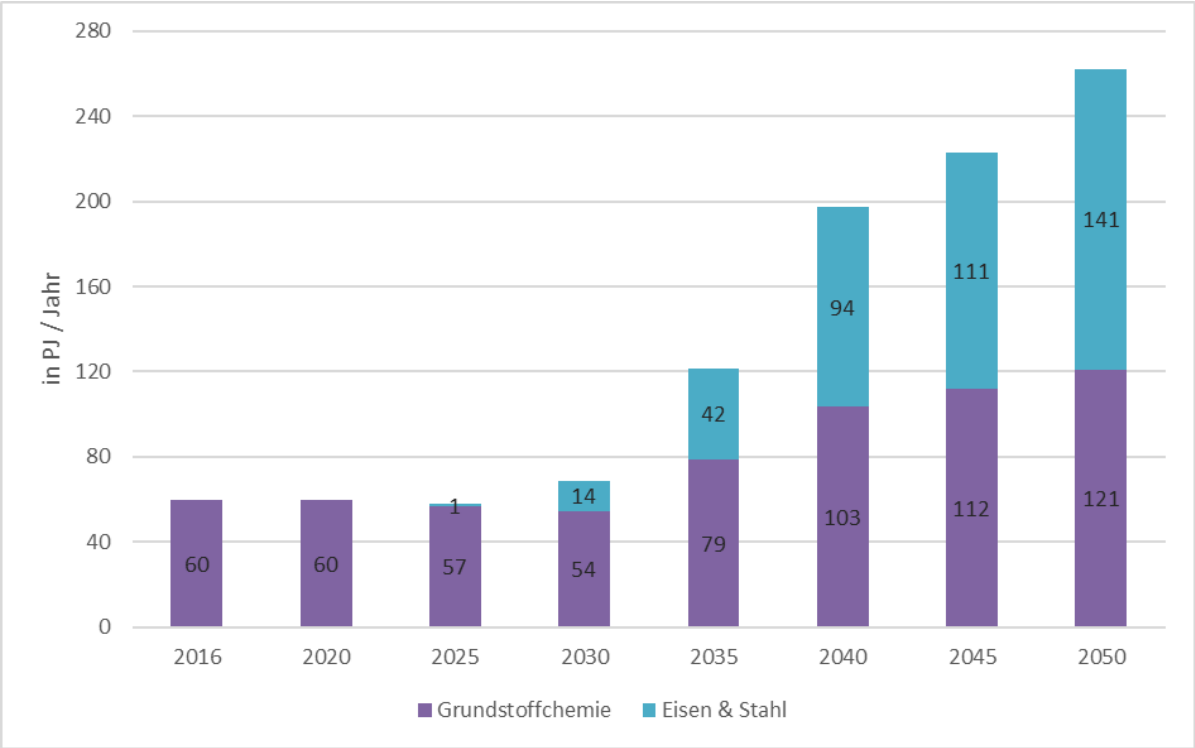


Abbildung B.7: Entwicklung des Wasserstoffeinsatzes in der deutschen Industrie
Quelle: eigene Darstellung

Die Entwicklung des energetischen und stofflichen Wasserstoffbedarfs der einzelnen Sektoren der Industrie in Deutschland ist in Abbildung B.7 dargestellt. Anwendung findet Wasserstoff bereits heute in der Grundstoffchemie, hauptsächlich in Form der stofflichen Nutzung für die Ammoniakherstellung. Ausgehend von diesem Grundbedarf der Grundstoffchemie mit ca. 60 PJ/a steigt die zukünftige Gesamtwasserstoffnachfrage (2050), welche aus der Stahl- und Chemieindustrie erfolgt, auf 263 PJ grünen Wasserstoff an.

Ab dem Jahr 2025 beginnt die Nachfrage der Stahlindustrie nach Wasserstoff, welche kontinuierlich wächst und im Zieljahr 2050 mit 141 PJ/a ihren Höchstwert erreicht. Der Wasserstoffbedarf resultiert hierbei auf das Verfahren der Wasserstoffdirektreduktion.

In der Grundstoffchemie sinkt der Wasserstoffeinsatz bis 2030 geringfügig (54 PJ/a), um sich dann bis 2050 zu verdoppeln (121 PJ/a). Die sinkende Nachfrage bis 2030 beruht hierbei auf der sinkenden Ammoniaknachfrage. Ab dem Jahr 2030 wird dieser Trend von den Wasserstoffbedarfen für andere stoffliche Nutzungen überlagert. Beispielweise zu nennen ist hier der Wasserstoffeinsatz für die Methanol-erzeugung aus heimischen Abfällen (chemisches Recycling).

B.3.2.2. Entwicklungen für einen THG-neutralen Industriepfad in NRW

Die dargestellte Entwicklung der Gesamtendenergienachfrage in Nordrhein-Westfalen verläuft in etwa parallel zu der in Deutschland – das leichte Abfallen der Endenergienachfrage bis 2030, danach leichter Anstieg bis zum Jahr 2050 (s.Abbildung B.8). Lediglich der knapp 9 % höhere Gesamtendenergiebedarf im Zieljahr 2050 ggü. dem Ausgangsjahr 2016 stellt eine Abweichung dar. Deutschland erreicht in diesem Zusammenhang in etwa den gleichen Wert wie im Basisjahr 2016. Grund hierfür ist die unterschiedliche Entwicklung hinsichtlich der Anteile einiger Energieträger gegenüber Deutschland, worauf im Folgenden näher drauf eingegangen wird.

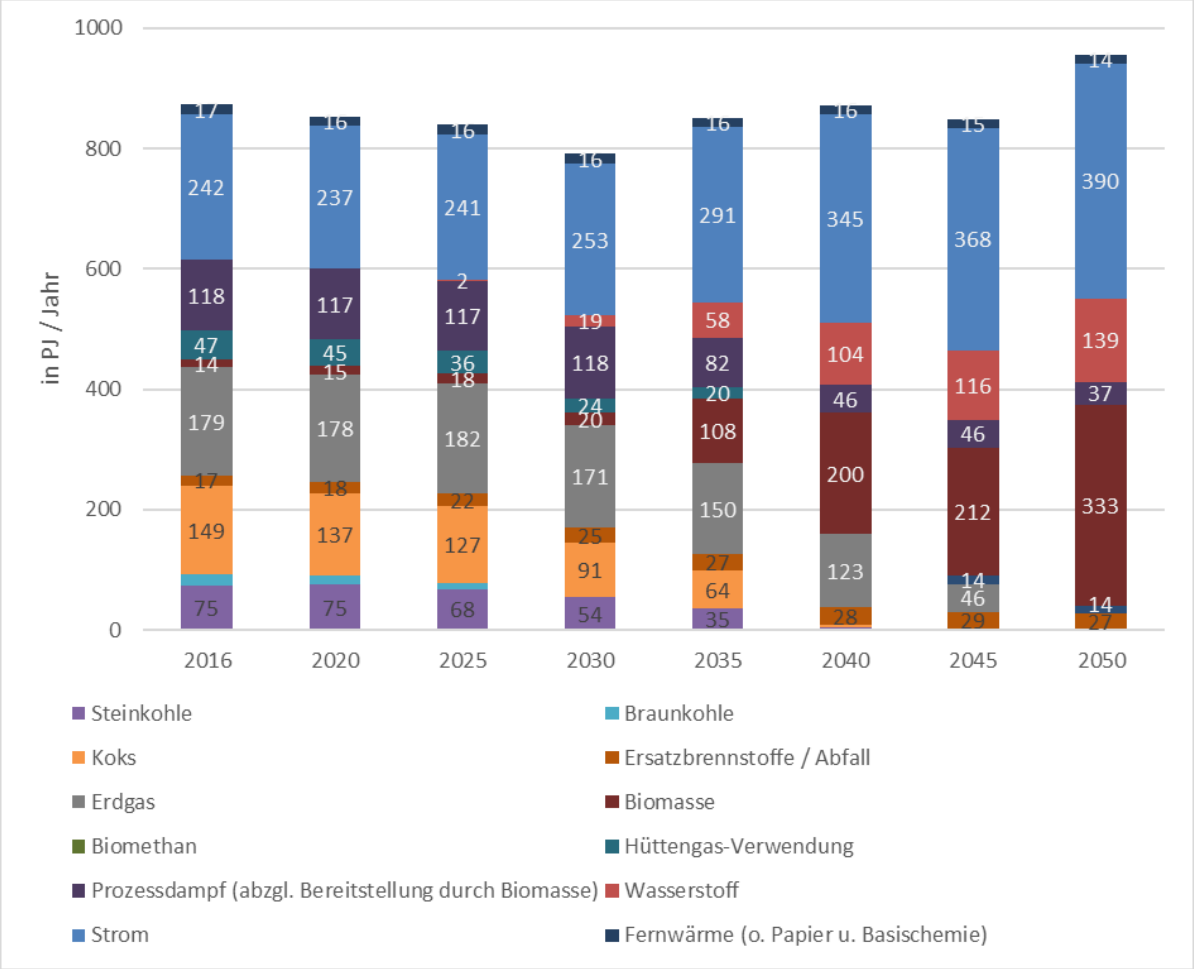


Abbildung B.8: Jährlicher Endenergieverbrauch der Industrie in Nordrhein-Westfalen in PJ pro Jahr
Quelle: eigene Darstellung

So steigt der Wasserstoffbedarf in NRW überproportional stark an. Während die chemische Industrie in NRW heute netto keinen Wasserstoff (aus Steam Reforming-Anlagen) benötigt, weil dieser über Kuppelproduktion (z. B. aus der Chlorherstellung) bilanziell bereitgestellt werden kann, sind es im Jahr 2025 bereits 2 PJ. Im Zieljahr 2050 werden 139 PJ grüner Wasserstoff in NRW benötigt, was über die

Hälfte des gesamten Netto-Wasserstoffbedarfs in Deutschland (263 PJ grüner Wasserstoff) darstellt. Zurückzuführen ist dies auf die großen Primärstahlstandorte in Duisburg sowie die Grundstoffchemie-standorte in Wesseling, Gelsenkirchen und Dormagen, welche im Zuge der industriellen Transformation umgebaut werden (Wasserstoffdirektreduktion und Methanolerzeugung). Der Gesamtwasserstoffeinsatz in NRW für 2050 von 139 PJ teilt sich schätzungsweise in die Nachfrage der Grundstoffchemie mit 54 PJ Wasserstoff und der Stahlindustrie mit 85 PJ Wasserstoff auf, wenn man unterstellt, dass die heutigen Produktionsanteile von NRW in Deutschland mit 45 % für die Grundstoffchemie und 60 % für Primärstahlsektor konstant bleiben.

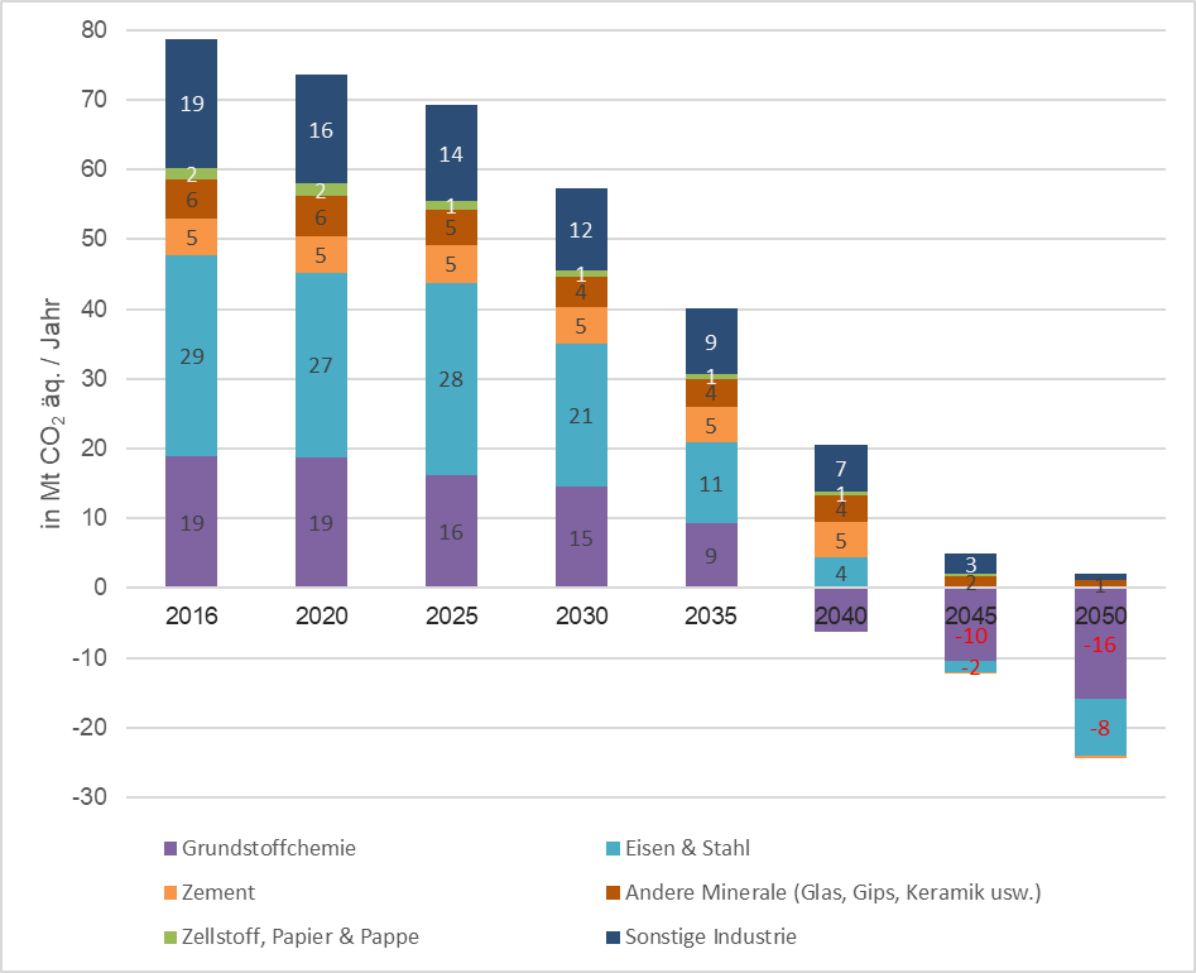


Abbildung B.9: Jährliche Treibhausgasemissionen der Industrie in Nordrhein-Westfalen in $MtCO_{2äq.}$
Quelle: eigene Darstellung

Die Entwicklung des Strombedarfs über den gesamten betrachteten Zeitraum steigt mit etwa 38 % in NRW geringfügiger stärker ggü. Deutschland (31 %) an. Die größere Nachfrage nach Strom resultiert hierbei auf die überproportional stärkere Vertretung der Stahlindustrie und der Grundstoffchemie in NRW ggü. Deutschland und den daraus resultierenden zukünftig höheren Verbräuchen, welche auf neuen Technologien beruhen – Lichtbogenöfen und Power-to-Heat für Prozessdampf und -wärme.

Der Festbiomasseeinsatz in NRW vervielfacht sich zwischen den Jahren 2016 und 2050, mit einer Steigerung von 14 auf 333 PJ. Insgesamt benötigt die Industrie in NRW im Jahr 2050 über die Hälfte der Biomasse der gesamten Biomasse der Industrie in Deutschland. Hauptgrund ist die Versorgung, der überproportional stark in NRW vertretenden, Grundstoffchemie und Stahlindustrie (z. B. Walzwerke und Dampferzeugung in Chemieparks).

Wie sich die Umsetzung der industriellen Transformation in NRW– Einsatz neuer Technologien und erneuerbarer Energieträger – auf die die THG-Bilanz auswirkt ist in Abbildung B.9 dargestellt. Insgesamt ergibt sich für NRW ein ähnliches Bild wie in Deutschland. Ausgehend von den knapp 80 $tCO_{2äq.}$ im Jahr 2016 sinken die Industrieemissionen kontinuierlich bis zum Jahr 2050.

Allerdings erreicht die Industrie in NRW bereits 2045, und damit 5 Jahre früher als die Industrie in Deutschland, die THG-Neutralität. In 2050 werden in der Grundstoffchemie und Stahlindustrie kumuliert etwa 24 $MtCO_{2äq.}$ negative Emissionen erzielt. Dies stellt mehr als zwei Drittel der gesamt Negativemissionen der Industrie in Deutschland dar. Folglich kommt Nordrhein-Westfalen mit ihren großen Industriestandorten des Stahlsektors und der Grundstoffchemie eine besonders relevante Rolle für das Gelingen der Industriewende in Deutschland und zur Kompensation von Residualemissionen (Landwirtschaft) zu.

B.3.3 Fazit

Das hier beschriebene Szenario zeigt auf, dass die Transformation der Industrie in NRW und Deutschland hin zur Treibhausgasneutralität und sogar zu Netto-negativ-Emissionen, herausfordernd aber grundsätzlich möglich ist. So müssen bis spätestens zum Zieljahr 2050 alle fossilen Energieträger durch erneuerbare Energieträger (Biomasse, EE-Strom, grüner Wasserstoff usw.) substituiert werden. Neben der Energieversorgung (Strom und Prozesswärme) muss die Grundstoffchemie mit THG-neutralen Edukten versorgt werden. Dies gelingt nur durch den Import von grünem Naphtha. Auch der massive Einsatz von fester Biomasse für BECCS muss dauerhaft gedeckt werden, dies ist allerdings durch heimische Biomassepotenziale möglich.

Außerdem müssen neue und kostenintensive Technologien integriert werden. Prägnantestes Beispiel ist der Umbau der Primärstahlerzeugung, von der Hochofen-Konverter-Route zur Wasserstoffdirektreduktion. Des Weiteren müssen alle Prozesse entlang der Wertschöpfungsketten bzgl. der Effizienz optimiert werden.

Für das Gelingen der industriellen Transformation kommt aus zwei Gründen auf die Grundstoffchemie und den Stahlsektor – und damit auch auf den Chemie- und Stahlstandort NRW, eine entscheidende Rolle zu. Zum einen da sie einen Großteil der aktuellen Treibhausgasemissionen der Industrie ausmachen (vgl. auch Abbildung B.6 und Abbildung B.9). Zum anderen sind es die beiden einzigen Branchen, welche in dem hier dargestellten Szenario zukünftig negative Emissionen erzielen und dadurch die verbliebenen Restemissionen der übrigen Industriesektoren (und teilweise der

Landwirtschaft) kompensieren und folglich die THG-Neutralität bzw. Netto-negativ-Emissionen erst ermöglichen.

B.4. Standortanalysen am Beispiel der Stahlindustrie

HIGHLIGHTBOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE IN DEM KAPITEL

- **Für die Entscheidung über neue Standorte von Produktionsanlagen kommen grundsätzlich eine Vielzahl an objektiv messbaren, quantitativen sowie subjektiven, qualitativen Faktoren in Frage.**
- **Ökonomische Faktoren werden in der Regel im Vordergrund stehen. Dennoch können andere Aspekte wie der Zugang zu regionalen Abnehmerstrukturen, politische und gesellschaftliche Verhältnisse sowie globale Marktentwicklungen den Ausschlag geben. Zukünftig könnte sich insbesondere der verlässliche Zugang zu kostengünstigen erneuerbaren Energieträgern zu einem zentralen Standortfaktor entwickeln.**
- **Die Produktionskapazitäten für Stahl wurden zuletzt (zwischen 2000 und 2019) vor allem in China und Asien sowie Russland, der MENA-Region, Mexiko und Brasilien ausgebaut. Der weitere Ausbau findet seitdem in Nordamerika (USA), Südamerika (Peru und Bolivien), Russland, Asien, Türkei sowie im MENA-Raum (inklusive Marokko) und damit vor allem außerhalb von Europa statt. Diese Entwicklung betrifft bisher jedoch die konventionelle Stahlproduktion und lässt sich damit nicht einfach auf neue Standorte für innovative und CO_2-neutrale Prozesse übertragen.**
- **Für eine CO_2-neutrale, wasserstoffbasierte Rohstahlproduktion bieten Länder mit großen erneuerbaren Energiepotentialen wie Marokko signifikante Kostenvorteile gegenüber NRW. In den betrachteten Fallbeispielen belaufen sich diese im Mittel auf 190 €/t Rohstahl bzw. 25 % zugunsten von Marokko. Der Vorteil resultiert vor allem aus einer günstigeren H_2-Produktion und niedrigerem Lohnniveau.**
- **Neben den Kosten stellt aber auch die Verfügbarkeit von erneuerbarer Energie und grünem Feedstock in ausreichenden Mengen einen zentralen Faktor dar. Hier kann eine Diversifizierung ein wichtiger strategischer Grund sein, um in neue Produktionsstandorte außerhalb Deutschlands und Europas zu investieren.**
- **Für die Standortwahl sind jedoch weitere Faktoren wie bestehende Energie- und Transportinfrastrukturen, politische Rahmenbedingungen und lokale Wertschöpfungsverflechtungen relevant, bei denen die heimischen Standorte punkten können.**

Die Klimaziele von der EU und von Deutschland erfordern eine Umstellung der industriellen Grundstoffproduktion auf eine klimaneutrale Energie- und Rohstoffbasis bis spätestens zum Jahr 2045. Das bedeutet, dass für eine klimaneutrale Stahlproduktion sehr große Mengen an erneuerbarem Strom und daraus erzeugtem grünem Wasserstoff benötigt werden (siehe Kapitel B.3.2). Damit

entwickeln sich deren Verfügbarkeit und Kosten zu immer wichtigeren Standortfaktoren und könnten zukünftig zu Verlagerungseffekten industrieller Produktion in Regionen mit besonders hohen Potentialen für erneuerbare Energien führen. Das von [70] als „Renewables Pull“ bezeichnete Phänomen fügt damit der Diskussion um die Gefahr für Industrieabwanderung und Neuinvestitionen außerhalb Deutschlands eine gänzlich neue Dimension hinzu. Diese wurde bislang lediglich mit Blick auf Carbon Leakage, also hinsichtlich von Verlagerungseffekten in Länder mit niedrigeren Klimaschutzanforderungen, geführt. Ziel der vorliegenden Analyse ist daher ein Standortvergleich für eine zukünftige klimaneutrale Rohstahlproduktion in Nordrhein-Westfalen gegenüber einer Region mit starkem Potential für eine kostengünstige erneuerbare Energiegewinnung. Stellvertretend für die MENA-Region, welche sich durch sehr hohe Erzeugungspotentiale für erneuerbare Energien und geographische Nähe zu Europa auszeichnet, dient Marokko als Fallbeispiel.

Das folgende Kapitel widmet sich zunächst einer Aufarbeitung von generellen Standortfaktoren mit hoher Bedeutung für die Stahlindustrie und analysiert daraufhin wesentliche Entwicklungen auf dem globalen Stahlmarkt der letzten zehn Jahre. Im Anschluss erfolgt ein quantitativer Standortvergleich, welcher die zukünftigen Kosten für eine klimaneutrale Stahlproduktion in NRW mit jenen in Marokko vergleicht. Diese Ergebnisse werden abschließend eingebettet in einen qualitativen Vergleich weiterer Faktoren für beide Standorte.

B.4.1 Analyse relevanter Standortfaktoren für die Schwerindustrie am Beispiel der Stahlproduktion

Für eine Entscheidung von Unternehmen über einen neuen Produktionsstandort kommen grundsätzlich viele verschiede Faktoren in Frage (vgl.Abbildung B.10), die auch abhängig sind von der Art und den Eigenschaften des Produkts. Für die Ansiedlung der heutigen Stahlproduktion in Deutschland war vor allem die Nähe zur Kohle und zu Infrastrukturen wie Schiffahrtswege von großer Bedeutung.

Die Vielzahl an Standortkriterien für eine industrielle Produktion lässt sich in harte und weiche Faktoren aufgliedern. Harte Standortfaktoren lassen sich objektiv messen und sind relativ beständig, da sie sich in der Regel nur langsam verändern. Hierzu gehören beispielsweise die vorherrschenden natürlichen Bedingungen vor Ort, Verfügbarkeit und Preise von Rohstoffen und Energie, Zugang zum Kapitalmarkt, die Anbindung an Verkehrsnetze und Energieinfrastrukturen sowie der regionale Absatzmarkt. Weiche Standortfaktoren hingegen lassen sich schlecht konkret beziffern und sind eher subjektiver Art. Hierzu zählen beispielsweise die Mentalität vor Ort und das öffentliche Ansehen, aber auch politische Verhältnisse und ihre Ausprägungen wie die Achtung von Menschenrechten und Rechtsstaatlichkeit.

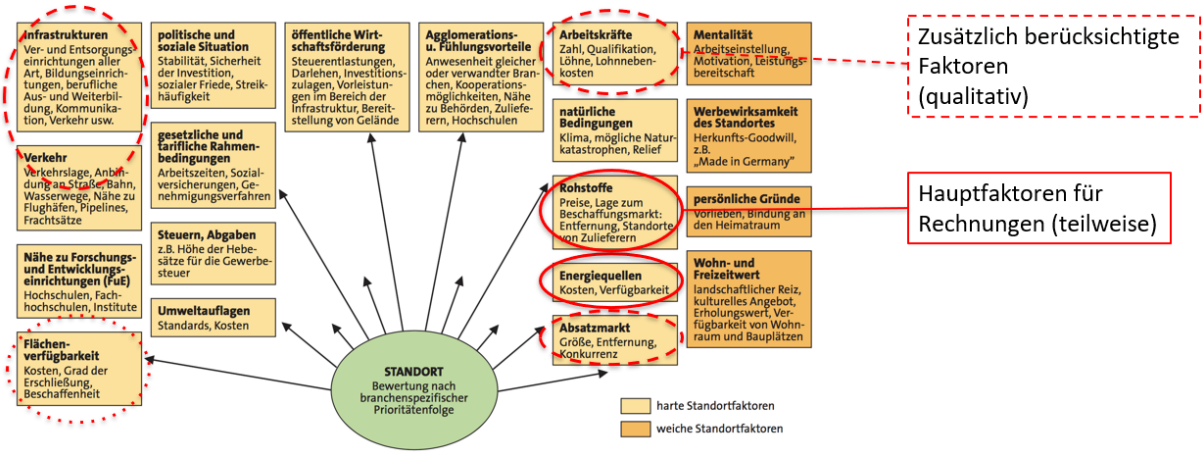


Abbildung B.10: Überblick Standortfaktoren
Quelle: eigene Darstellung nach [71]

Aufgrund der objektiven Messbarkeit von harten Standortfaktoren und der individuellen Relevanz von weichen Aspekten wird für die weitere Analyse auf erstgenannte fokussiert. Die quantitative Analyse beinhaltet Standortvergleiche auf Basis von Rohstoffkosten (Eisenerz, Zuschlagstoffe, Wasserstoff), Energiekosten (Strom, Gas, Wasserstoff), Finanzierungskosten (gemessen als weighted average cost of capital, WACC) und Lohnkosten. Der qualitative Teil der Analyse betrachtet Entwicklungen auf dem globalen Stahlmarkt, infrastrukturelle Voraussetzungen (Strom, Gas, Häfen), industrielle Symbiosen (räumliche Nähe zu Lieferanten und Abnehmern) sowie den lokalen Arbeitsmarkt.

Tabelle B.25: Auswahl der für die weitere Analyse betrachteten Standortfaktoren

Quantitative Analyse	**Qualitative Analyse**
Rohstoffkosten (Eisenerz, Zuschlagstoffe und Wasserstoff)	Entwicklungen Stahlmarkt (Global, regional)
Energiekosten (Strom, Gas und Wasserstoff)	Infrastrukturen (Strom, Gas, Häfen)
Finanzierungskosten (Zinssatz / WACC)	Industrielle Symbiosen (räumliche Nähe zu Lieferanten und Abnehmern)
Lohnkosten	Arbeitsmarkt

Quelle: eigene Darstellung

B.4.2 Entwicklungen auf dem globalen Stahlmarkt

Um wesentliche Entwicklungen auf dem globalen Stahlmarkt zu analysieren, wurden statistische Datensätze der OECD [72] ausgewertet und zentrale Erkenntnisse mithilfe der Software QGIS in Form der unten dargestellten Kartenformate visuell aufbereitet.

Wie in Abbildung B.11 ersichtlich, fand das globale Wachstum der Produktionskapazitäten für Rohstahl im letzten Jahrzehnt vor allem in China und Asien sowie Russland, der MENA-Region, Mexiko und

Brasilien statt. Dabei hat allein China zwischen2010 und 2020 mit 368 Mt [73] in einer Größenordnung Kapazitäten zugebaut wie zuvor weltweit bestanden. Produktionskapazitäten abgebaut wurden hingegen in Nordamerika, vor allem in den USA, sowie in Südafrika, Australien und in Teilen von Europa. Deutschland ist im letzten Jahrzehnt als Produktionsstandort stabil geblieben. Die jüngsten angekündigten Aktivitäten zum Neubau von Stahlkapazitäten auf globaler Ebene sind in Abbildung B.12 dargestellt. Hiernach werden derzeit vor allem in Nordamerika (USA), Südamerika (Peru und Bolivien), Russland, Asien, Türkei sowie dem MENA-Raum (inklusive Marokko) Kapazitäten aufgebaut. Zusammengenommen findet das Wachstum in Form neuer Produktionsanlagen im Wesentlichen außerhalb von Europa statt, vor allem in Asien, im MENA-Raum, in Russland und Teilen Südamerikas.

Wie der Vergleich zwischen den Rohstahlimporten nach Deutschland im Jahr 2013 (Abbildung B.13) im Jahr 2019 (Abbildung B.14) zeigt, sind die Importbeziehungen Deutschlands relativ konstant. Lediglich aus einzelnen Ländern (Finnland, Polen, Brasilien) sind die Importe im Betrachtungszeitraum leicht angestiegen. Ähnliches gilt auch für einen Vergleich der Rohstahlexporte aus Deutschland im selben Zeitraum (Vergleich Abbildung B.15 und Abbildung B.16). Eine Zunahme von Exporten erfolgte lediglich in wenige Länder (Russland und Polen), gleichzeitig sind mehrere Länder (Australien, Saudi-Arabien, Türkei, Indien von Exportrückgängen aus Deutschland betroffen. Zusammengenommen sind die weltweiten Handelsbeziehungen von Deutschland relativ gleichbleibend. Insgesamt wird der Stahlmarkt global von Überkapazitäten und zugleich wachsender Nachfrage auf regionaler Ebene geprägt [74, S. 37]. Letztgenannter Umstand betrifft insbesondere die MENA-Region, welche als Wachstumsmarkt für Stahlprodukte nachfolgend näher auf eine zukünftig klimaneutrale Produktion untersucht wird.

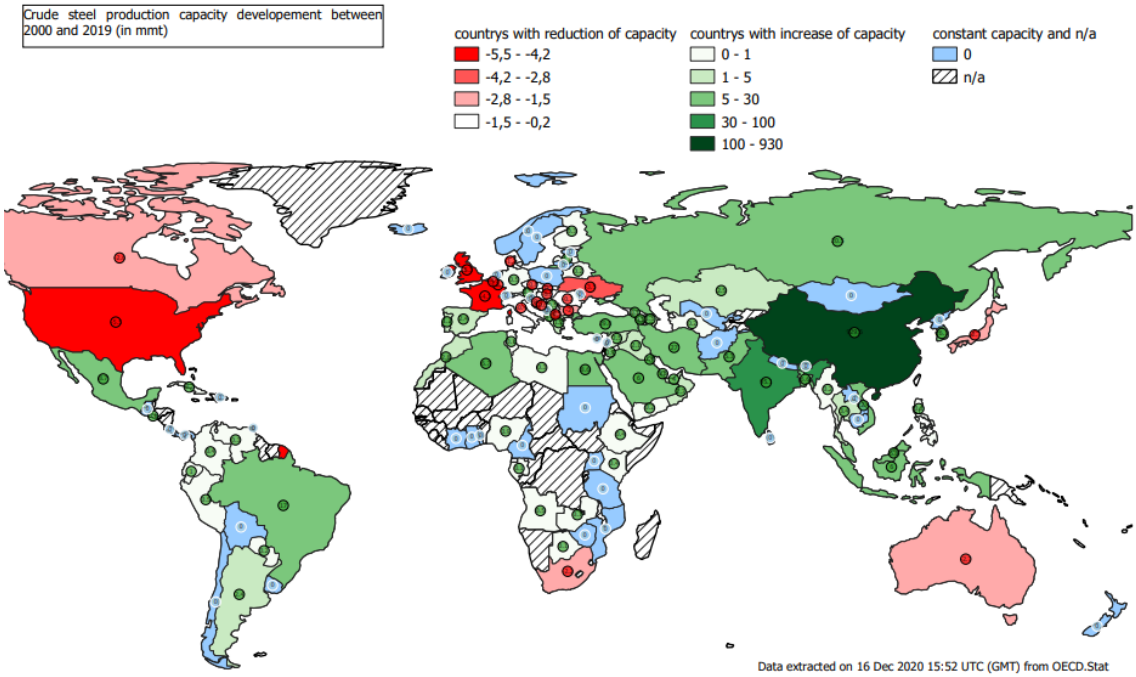


Abbildung B.11: Veränderung der Produktionskapazitäten für Rohstahl nach Ländern zwischen den Jahren 2000 und 2019 in Millionen metrischen Tonnen
Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

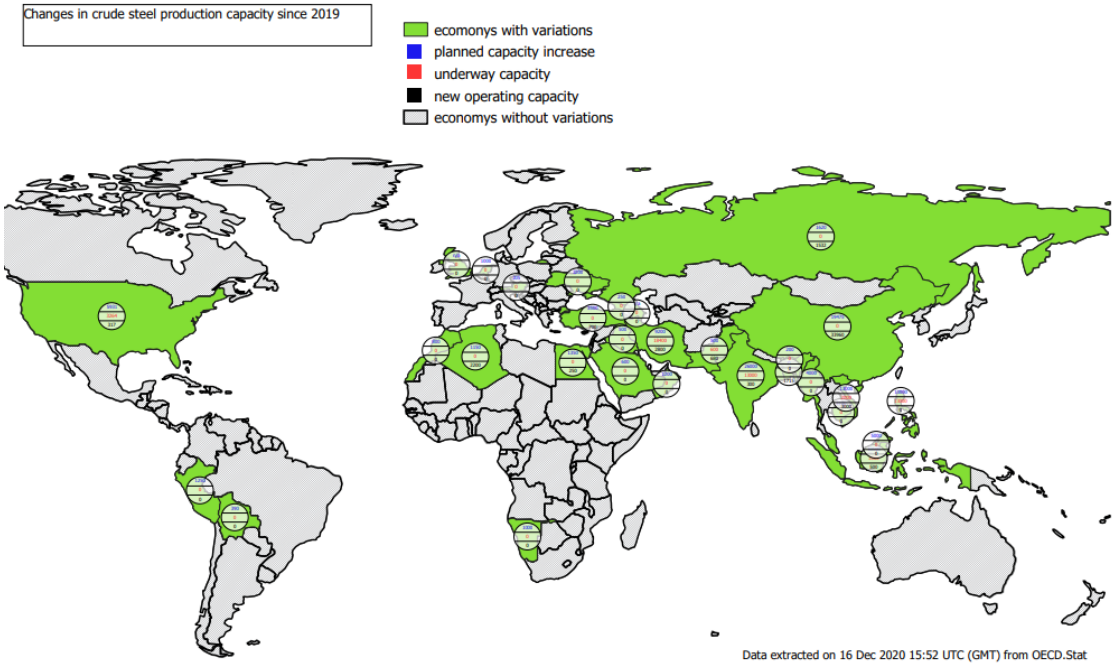


Abbildung B.12: Veränderung der Produktionskapazitäten für Rohstahl nach Ländern seit 2019 in Mio. t
Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

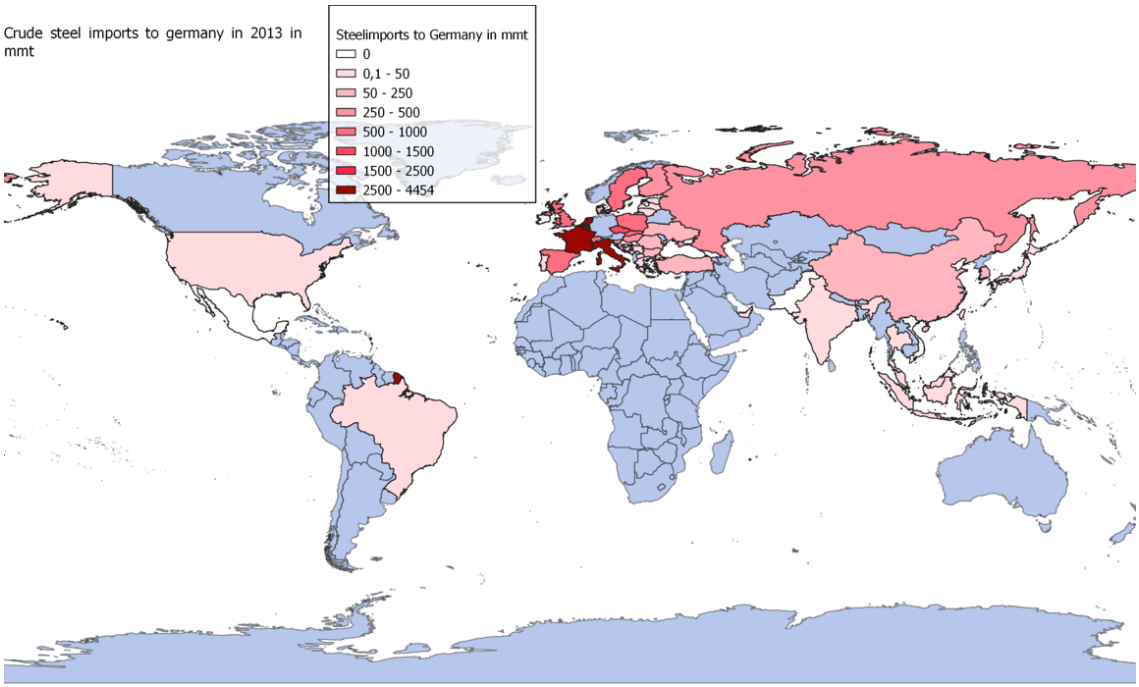


Abbildung B.13: Überblick Rohstahlimporte nach Deutschland im Jahr 2013 in Millionen metrischen Tonnen Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

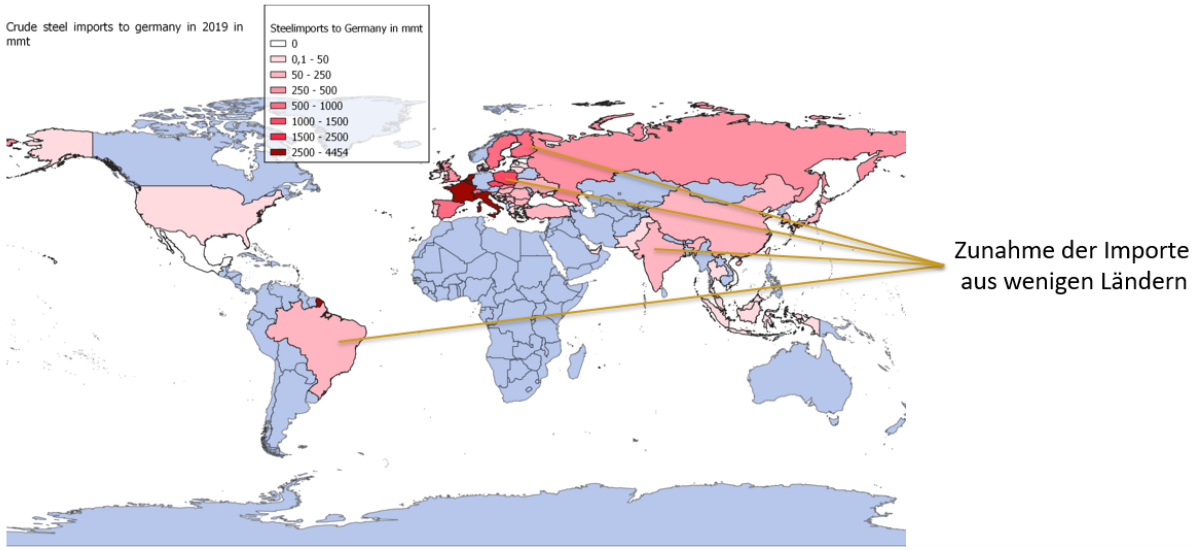


Abbildung B.14: Überblick Rohstahlimporte nach Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

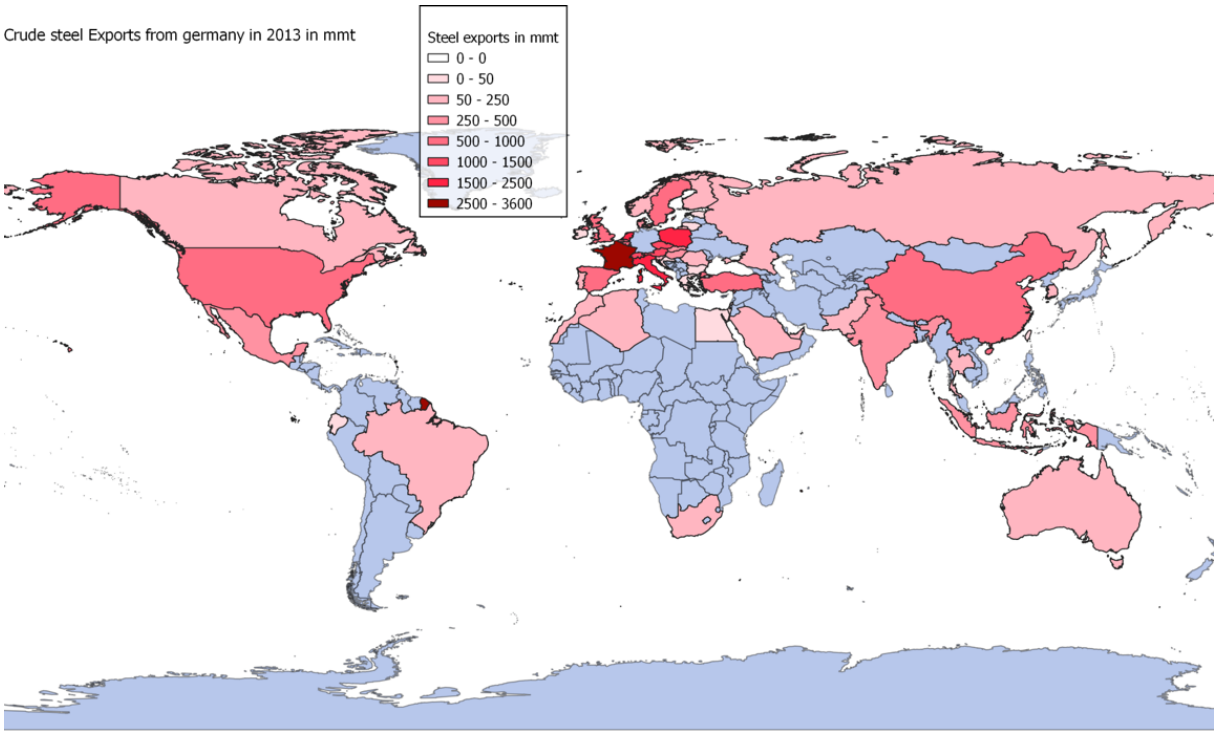


Abbildung B.15: Überblick Rohstahlexporte von Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

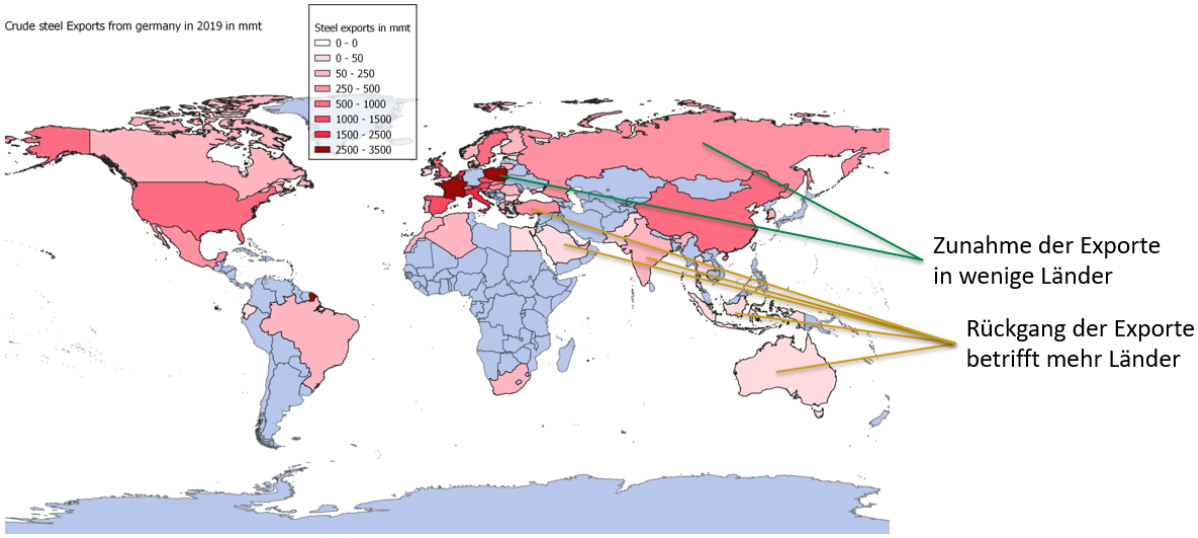


Abbildung B.16: Überblick Rohstahlexporte von Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen Eigene Aufbereitung und Darstellung, Datengrundlage [75]

B.4.3 Quantitative Analyse: Fallbeispiele in NRW und Marokko

Zielsetzung und Einordnung

Ziel der quantitativen Analyse ist ein kostenseitiger Standortvergleich für eine zukünftige klimaneutrale Rohstahlproduktion in Nordrhein-Westfalen gegenüber Marokko als einer Region mit starkem Potential für eine kostengünstige erneuerbare Energiegewinnung. Marokko wird an dieser Stelle stellvertretend für die MENA-Region betrachtet, welche einen Wachstumsmarkt für Stahlprodukte darstellt (siehe Abschnitt 1.3.2). Das Königreich hat sich zum zweitwichtigsten Investitionsstandort deutscher Unternehmen in Afrika entwickelt und verfügt mittlerweile über den wirtschaftlich bedeutsamsten Automobilsektor auf dem Kontinent, welcher einen der wichtigsten Abnehmer für Stahlprodukte darstellt [76]. Perspektivisch könnten weitere strategische Investitionen folgen, verfügt das Land doch über hervorragende Standortbedingungen für Sonnen- und Windstrom, ehrgeizige Klimaziele sowie eine Wasserstoffpartnerschaft mit Deutschland.

Für die Analyse wird der Einsatz von zwei Technologierouten[31] an beiden genannten Standorten kostenseitig verglichen. Als Referenztechnologie für den Standortvergleich dient die konventionelle Hochofen-Konverter Route (BF-BOF), bei welcher zunächst Eisenerz im Hochofen (blast furnace, BF) zu Roheisen reduziert und im Konverter (blast oxygen furnace, BOF) zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Als potentiell klimaneutrale Technologiealternative dient die wasserstoffbasierte Eisendirektreduktion (H_2-DRI-EAF), bei welcher H_2 anstelle von Koks oder anderen kohlenstoffhaltigen Reduktionsmitteln verwendet wird, um zunächst Eisenerzpellets in einem Schachtofen zu Eisenschwamm (direct reduced iron, DRI) zu reduzieren. Dieser wird anschließend in einem Elektrolichtbogenofen (electric arc furnace, EAF) zu Rohstahl weiterverarbeitet. Falls hierbei ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen für die Wasserstoffproduktion und den Anlagenbetrieb eingesetzt wird, ist die Route nahezu CO_2-neutral. Restemissionen entstehen dadurch, dass ein kleiner Anteil an Erdgas als Kohlenstofflieferant aus metallurgischen Gründen notwendig bleibt, welches perspektivisch jedoch durch biogene oder synthetische Äquivalente substituiert werden könnte.

Methodik

Um unterschiedliche Entwicklungsperspektiven bei den Erzeugungstechnologien für Strom und Wasserstoff zu berücksichtigen, werden drei verschiedene Szenarien für die Kostenannahmen erstellt:

- Ein progressives Szenario mit optimistischen Annahmen für Wasserstoff- und Stromgestehungskosten (siehe Tabelle B.27)
- Ein konservatives Szenario mit pessimistischen Annahmen für Wasserstoff- und Stromgestehungskosten

[31] Mehr Informationen zu ihren technik-ökonomischen Eigenschaften sind in Kapitel B.2.3 zu finden.

- Ein Basisszenario, in welchem die Annahmen für Wasserstoff- und Stromgestehungskosten jeweils dem Mittelwert aus progressivem und konservativem Szenario entsprechen.

Alle Kostenannahmen sind jeweils exklusive Steuern und Abgaben, zudem sind keine Systemkosten für Strom- und Gasnetzinfrastruktur sowie Speicher angesetzt. Auch wurden keine Transportkosten des Endprodukts zu den Abnahmemärkten wie z. B. nach Deutschland in die Betrachtung mit einbezogen. An die Rohstahlproduktion angrenzende Wertschöpfungsketten und Marktverflechtungen werden lediglich qualitativ betrachtet und fließen nicht in die Kostenberechnungen ein. Die Berechnungen wurden auf Basis von [77] durchgeführt, ein vom Wuppertal Institut mitentwickelter Kostenrechner für die technologische Umstellung auf eine klimafreundliche Stahlproduktion. Hieraus stammen die standortübergreifenden Annahmen. Das Rechentool wurde für den vorliegenden Untersuchungsfall angepasst, sodass nicht nur technologiespezifische, sondern auch standortspezifische Vergleiche möglich sind. Dafür wurden die standortspezifischen Annahmen für verschiedene Szenarien und Untersuchungsvarianten ermittelt und in das Rechentool eingearbeitet. Auch die visuelle Darstellung der Untersuchungsergebnisse wurde angepasst und überarbeitet.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die Analysen keine Optimierungen oder tiefergehenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen enthalten.

Standortübergreifende Annahmen

Für den Standortvergleich wird eine mittelfristige Perspektive mit Blick auf das Jahr 2035 eingenommen, innerhalb derer ein Neubau einer integrierten DRI-EAF-Anlage auf einer bestehenden Industriefläche vorgenommen wird. In NRW ist dies ein bestehendes Primärstahlwerk, welches eine Neuzustellung bzw. Integration einer DRI-EAF-Anlage vornimmt, in Marokko ist dies eine freie, unspezifische Industriefläche. In beiden Fällen wird (zunächst) davon ausgegangen, dass alle benötigten Infrastrukturanschlüsse vorhanden. Kosten für Erwerb und Erschließung des Grundstücks werden vernachlässigt, da dieses als gegeben oder als durch Wirtschaftsförderung zugänglich gemacht vorausgesetzt wird. Zur Veranschaulichung wird ein zusätzlicher Vergleich zur derzeitigen Primärstahlproduktion via Hochofen-Konverter Route angestellt. Einige Kostenparameter und Bedarfe, darunter insbesondere jene für rohstoffliche Aspekte, werden als standortunabhängig gültig geführt und sind in Tabelle B.26 dargestellt.

Tabelle B.26: Standortübergreifende Annahmen

		BF-BOF	H_2-DRI-EAF
Rohstoffe	**Preis /t Rohstahl**	**Bedarf /t Rohstahl**	**Bedarf /t Rohstahl**
Kokskohle	143 €	0,40 t	-
Einblaskohle	110 €	0,17 t	-
Eisenerz	114 €	1,39 t	-
DRI Pellets	144 €	-	1,46 t
Kalk	100 €	0,28 t	0,05 t
Graphitelektrode	4000 €	-	0,002 t
Legierungselemente	1777 €	0,01 t	0,01 t
Schrott	233,50 €	0,17 t	0,17 t
Sauerstoff	60,80 €	0,18 t	0,05 t

Kapitalkosten	**Preis /t Rohstahlkapazität**	**Bedarf**	**Bedarf**
Hochofen	74 €	x	
Kokerei	15 €	x	
Sinteranlage	17 €	x	
Schachtofen	230 €		x
Elektrolichtbogenofen	184 €		x

Sonstiges		**Bedarf**	**Bedarf**
Wartungskosten	3% CAPEX jährlich	x	x
Abschreibungszeitraum	18 Jahre	x	x
CO_2-Preis	50 €/t	x	

Quelle: Alle Werte sind entnommen aus [77]

Standortspezifische Annahmen

Für eine klimaneutrale Stahlerzeugung werden große Mengen an grünem Wasserstoff und erneuerbarem Strom benötigt. Diese werden im Rahmen der Analyse für den Standort NRW aus Sicht hoher Volllaststunden in der Nordseeregion via Offshore-Windkraft erzeugt und an das Stahlwerk geliefert. Ergänzend wurde aus Kostensicht eine Variation gerechnet, in welcher sowohl Strom als auch Wasserstoff mittels Onshore-Windkraft generiert werden. Für den Standort Marokko erfolgt hingegen eine on-site Produktion mithilfe von PV/Wind-Onshore-Hybridanlagen, die sehr hohe Volllaststunden und damit geringe Gestehungskosten aufweisen. Die zugrundeliegenden Parameter wie jährliche Volllaststunden und Investitionskosten werden mithilfe eines H_2-Importmodells des Wuppertal Instituts für die drei oben genannten Kosten-Szenarien variiert und führen zu den in Tabelle B.27 dargestellten Annahmen.

Tabelle B.27: Standortspezifische Annahmen

	NRW			Marokko		
Energie/Feedstock	**Konservativ**	**Basis**	**Progressiv**	**Konservativ**	**Basis**	**Progressiv**
Stromkosten	110 €/MWh	85 €/MWh	60 €/MWh	70 €/MWh	50 €/MWh	30 €/MWh
Wasserstoffkosten	200 €/MWh	160 €/MWh	120 €/MWh	140 €/MWh	105 €/MWh	70 €/MWh
Erdgaskosten	20 €/MWh	20 €/MWh	20 €/MWh	12 €/MWh	12 €/MWh	12 €/MWh

Sonstiges	**NRW**	**Marokko**
Lohnkosten	38 €/t Rohstahl	4 €/t Rohstahl
Zinssatz	7 %	11 %

Bemerkung: *Alle Kostenvariationen entstammen einem H_2-Importmodell des Wuppertal Instituts, welches für den vorliegenden Untersuchungsfall mit spezifischen Parametern angepasst wurde. Lohnkosten und Zinssatz für Deutschland (im vorliegenden Fall auf NRW angewendet) sind aus [77] entnommen, die Annahmen für Marokko basieren auf [78] und unveröffentlichten Ergebnissen aus einem laufenden BMWi-Forschungsprojekt zur MENA-Region.*

Ergebnisse: Basisszenario

Abbildung B.17 zeigt einen Vergleich der Gesamtkosten im Basisszenario, sowohl zwischen den beiden betrachteten Technologierouten (BF-BOF und H_2-DRI-EAF) als auch zwischen den beiden betrachteten Standorten (NRW und Marokko). Zunächst ist ein deutlicher Anstieg der Gesamtkosten beim Wechsel der Technologieroute zu erkennen, welcher je nach Standort unterschiedlich hoch ausfällt (+302 €/t Rohstahl für den Standort in NRW, +112 €/t Rohstahl für den Standort in Marokko). Somit ergeben sich standortbedingte Differenzkosten für eine klimaneutrale Stahlerzeugung in Höhe von 190 €/t Rohstahl zugunsten von Marokko. Da die Kapitalkosten (CAPEX) in allen Fällen nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen (3 % im Falle von BF-BOF in NRW, 10 % im Falle von DRI-EAF in NRW, 9 % im Falle von DRI-EAF in Marokko), entfällt der größte Teil der Kostensteigerung auf die Betriebskosten (OPEX). Unterschiede in der Steigerung der CAPEX sind auf zwei Faktoren zurückzuführen. Da in NRW ein Technologiewechsel in einem bestehenden Stahlwerk vollzogen wird (brownfield), ergeben sich zusätzliche Kosten für die Integration der neuen Anlagenkomponenten. Daher wurde ein Integrationsfaktor in Höhe von 1,8 auf die Kapitalkosten des Schachtofens und des EAFs aufgerechnet. Für den Standort Marokko wird eine neue Anlage errichtet (greenfield), daher ergeben sich keine Integrationskosten, allerdings ist der Zinssatz höher (11 % gegenüber 7 % in NRW).

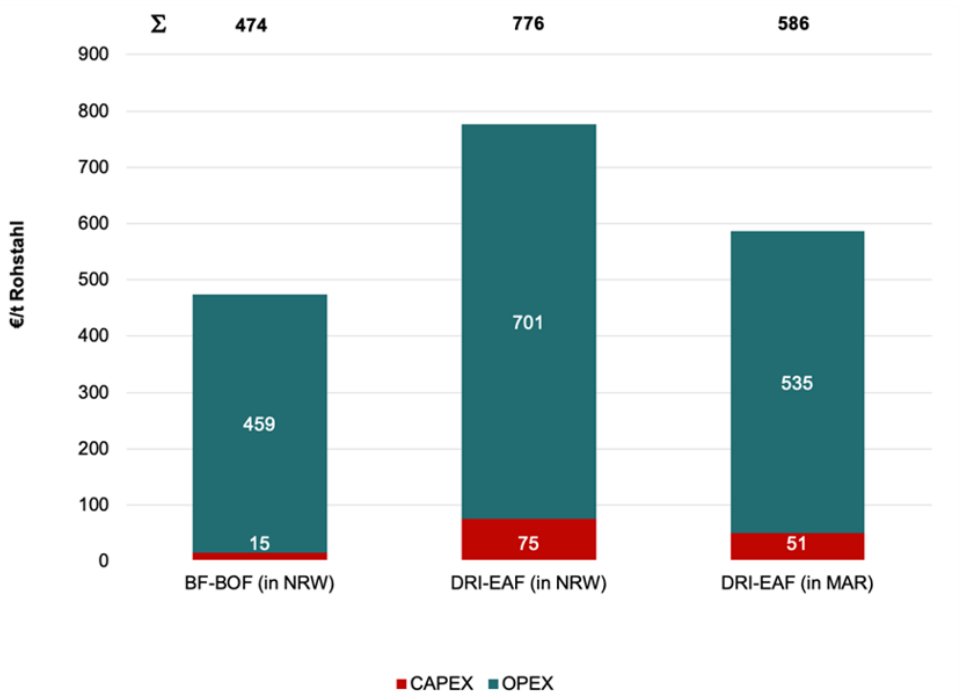


Abbildung B.17: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im Basisszenario
Quelle: eigene Darstellung

Abbildung B.18 widmet sich daher einer detaillierteren Aufschlüsselung der Betriebskosten. Zunächst ist festzuhalten, dass sich einige Kostenbestandteile beim Technologiewechsel strukturell verändern. Da bei der wasserstoffbasierten Direktreduktion keine Kohle mehr eingesetzt wird, entfällt dieser Kostenblock gänzlich und es müssten auch keine Kosten für CO_2-Emissionszertifikate einkalkuliert werden. Dafür kommen neue Kostenblöcke hinzu, insbesondere für Wasserstoff. Wie das Kreisdiagramm im rechten Teil der Abbildung zeigt, resultiert der größte Teil der Differenzkosten zwischen den beiden Standorten für die Technologieroute H_2-DRI-EAF aus unterschiedlichen Wasserstoffbereitstellungskosten. Diese sind für 105 €/t Rohstahl oder 55 % der Kostendifferenz verantwortlich, gefolgt von den Lohnkosten (34 €/t Rohstahl bzw. 18 %), den Strombereitstellungskosten (24 €/t Rohstahl bzw. 13 %) und den Erdgaskosten (5 €/t Rohstahl bzw. 3 %).

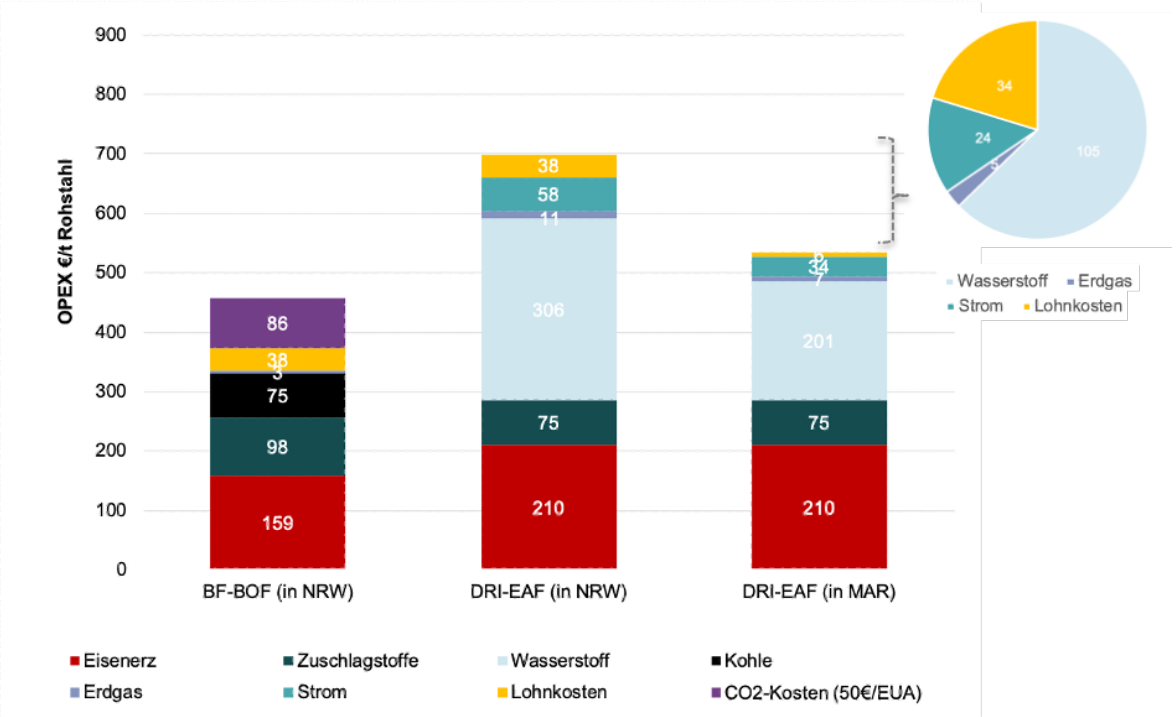


Abbildung B.18: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im Basisszenario.
Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse: Progressives Szenario

Im progressiven Szenario, welches optimistischere Kostenannahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff an beiden Standorten unterstellt, fällt die Kostendifferenz bei einem Wechsel der Technologieroute deutlich geringer aus (siehe Abbildung B.19 und Abbildung B.20). Wenngleich sich am Standort NRW nach wie vor erhebliche Mehrkosten in Höhe von 209 €/t bzw. +44 % gegenüber der heutigen Produktion ergeben, fallen diese am Standort Marokko mit 31 €/t Rohstahl bzw. +7 % diesbezüglich kaum ins Gewicht. Die Kostendifferenz für eine klimaneutrale Stahlproduktion zwischen beiden Standorten beläuft sich somit auf 178 €/t Rohstahl zugunsten von Marokko. Sollte es demnach möglich sein, zukünftig erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff zu sehr preiswerten Kosten in der MENA-Region zu erzeugen, ergibt sich nahezu Kostenparität zur gegenwärtigen fossil-basierten Stahlproduktion und damit ein potentiell hoher Anreiz, entsprechende Kapazitäten vor Ort aufzubauen.

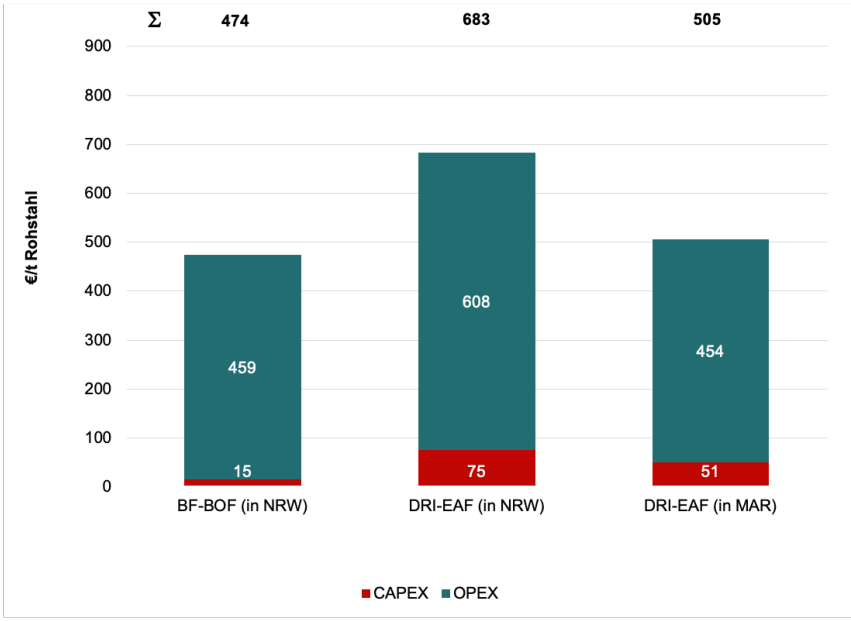


Abbildung B.19: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im progressiven Szenario. Quelle: eigene Darstellung

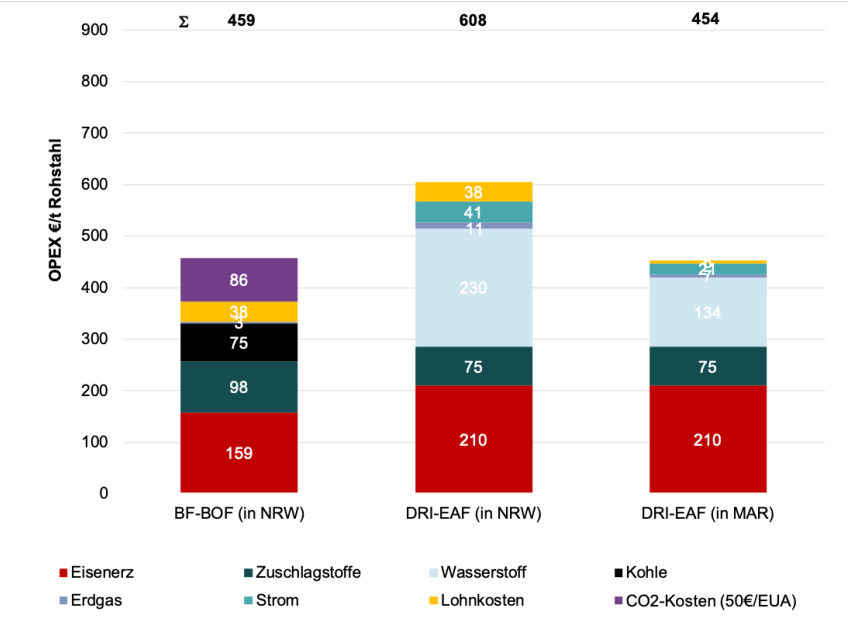


Abbildung B.20: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im progressiven Szenario Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse: Konservatives Szenario

Im konservativen Szenario, welches pessimistischere Kostenannahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff an beiden Standorten unterstellt, fällt die Kostendifferenz wie in

Abbildung B.*21* und Abbildung B.22 ersichtlich bei einem Wechsel der Technologieroute deutlich höher aus. So ergeben sich am Standort NRW erhebliche Mehrkosten in Höhe von +396 €/t bzw. +84 % gegenüber der heutigen Primärstahlproduktion. Auch in Marokko fallen diese mit +213 €/t Rohstahl bzw. +41 % deutlich ins Gewicht. Die Kostendifferenz für eine klimaneutrale Stahlproduktion zwischen beiden Standorten beläuft sich somit auf 203 €/t Rohstahl zugunsten von Marokko.

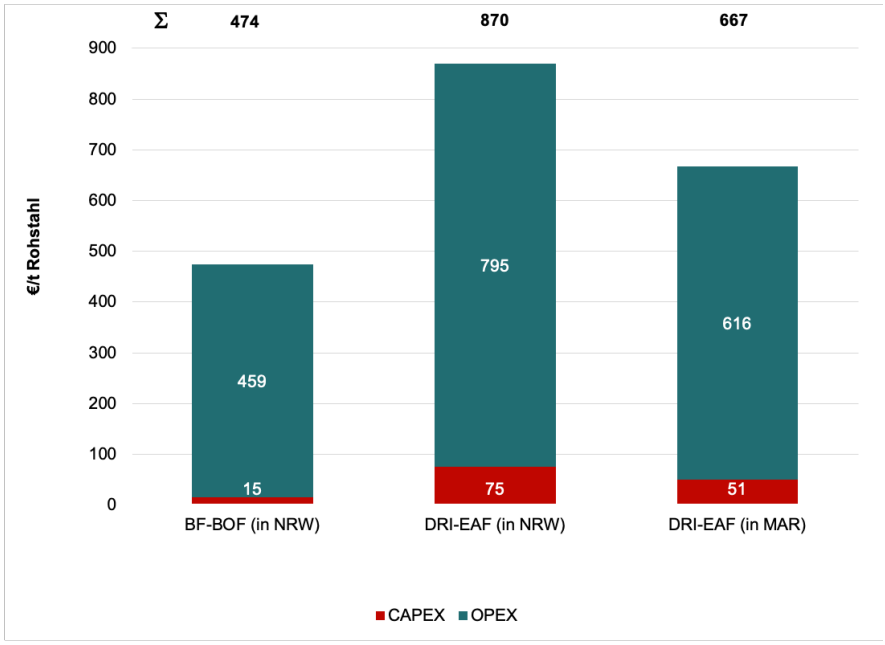


Abbildung B.21: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im konservativen Szenario
Quelle: eigene Darstellung

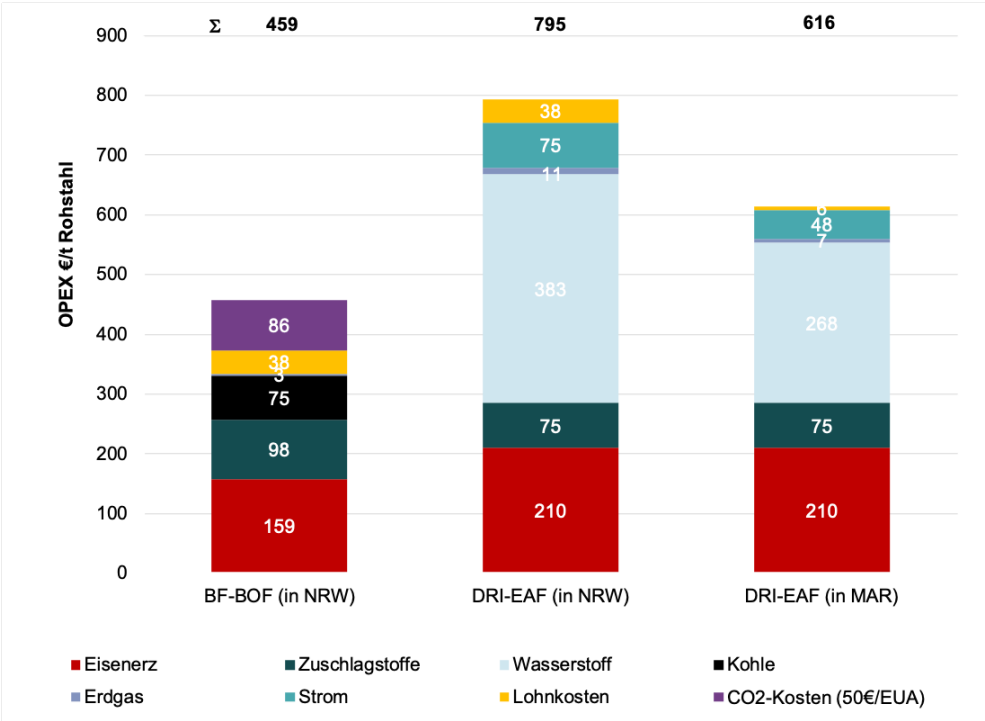


Abbildung B.22: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im konservativen Szenario
Quelle: eigene Darstellung

Ergebnisse: Variation (Onshore-Windkraft für NRW-Standorte)

Ergänzend wurden die oben beschriebenen Szenarien durch eine Variation ergänzt, in welcher die Strom- und Wasserstoffproduktion in Deutschland jeweils auf Basis von Onshore-Windkraft geleistet wird. Hierdurch reduzieren sich im progressiven Szenario die Gesamtkosten für die NRW-Standorte von 683 €/t Rohstahl auf 631 €/t Rohstahl bzw. im konservativen Szenario von 870 €/t Rohstahl auf 792 €/t Rohstahl. Die Kostenvorteile von Marokko reduzieren sich entsprechend, bleiben dennoch in signifikantem Maß erhalten.

Ergebnisdiskussion: Vergleich der Differenzkosten

Ein mittelfristiger Technologiewechsel von der heute fossil basierten Hochofen-Konverter Route zu einer klimaneutralen wasserstoffbasierten Stahlproduktion geht mit teils erheblichen Mehrkosten einher. Je nach betrachtetem Standort und je nach unterstellten Kostenannahmen für erneuerbaren Strom und darauf basierendem grünen Wasserstoff (Szenario) unterscheiden sich die Standorte jedoch deutlich voneinander (siehe Tabelle B.28). In nahezu allen betrachteten Fällen ergeben sich deutliche Kostenvorteile für den Standort Marokko, welche zwischen 126 €/t Rohstahl und 365 €/t Rohstahl variieren. Lediglich bei Kombination von progressiven Annahmen für NRW und konservativen Annahmen für Marokko nähern sich die Kosten weitgehend an (16 €/t Kostenvorteil zugunsten

Marokko) oder kehren sich in diesem Fall und bei Nutzung von onshore-Windstrom für die H_2-Produktion in NRW sogar um (36 €/t Kostenvorteil zugunsten NRW). Über alle Szenarien hinweg sind die Wasserstoffkosten mit ~50 % Anteil an den gesamten Differenzkosten ausschlaggebend.

Tabelle B.28: Vergleich der Differenzkosten je nach Szenario

Szenario NRW	**Szenario MAR**	**Differenzkosten zugunsten MAR /t Rohstahl**
Basis	Basis	190 €
Progressiv	Progressiv	178 €
Konservativ	Konservativ	203 €
Progressiv	Konservativ	16 €
Konservativ	Progressiv	365 €
Progressiv_WindOnshore	Progressiv	126 €
Progressiv_WindOnshore	Konservativ	-36 €
Konservativ_WindOnshore	Konservativ	125 €
Konservativ_WindOnshore	Progressiv	287 €

Quelle: Eigene Berechnungen

B.4.4 Qualitative Analyse: Vergleich der Fallbeispiele in NRW und Marokko

Die vorangegangenen Analysen haben gezeigt, dass sich rein kostenseitig erhebliche Standortvorteile für eine klimafreundliche Stahlproduktion in Marokko ergeben. Gleichwohl bleibt es wichtig zu betonen, dass Produktionskosten nicht alleine investitionsentscheidend sind und es eine Vielzahl weiterer harter wie auch weicher Kriterien für die Standortwahl gibt. Der folgende Abschnitt widmet sich daher einem Vergleich wesentlicher Kennzahlen und der Aufarbeitung weiterer Vor- und Nachteile beider Standorte. Tabelle B.29 gibt zunächst einen Überblick über zentrale sozio-ökonomische und technische Kennzahlen von Deutschland, NRW und Marokko.

Tabelle B. 29: Vergleich zentraler Kennzahlen beider Länder

Indikator	**Deutschland (NRW)**	**Marokko**
Anzahl Einwohner, BIP und Landesfläche	2020: 83,16 Mio. (17,93 Mio.), 3.843 Mrd. € (697,13 Mrd. €) und 357.022 km² (34.098 km²) [79], [80]	2020: 35.95 Mio., 102 Mrd. € und 716.550 km² [81]
Jährlicher Strombedarf	In 2020: 536 TWh (121 TWh) insgesamt davon 223 TWh (61 TWh) für die Industrie, d. h. Anteil rd. 42 % (50 %) [82], [83]	In 2019: 34 TWh insgesamt davon 12,4 TWh Industrie (36%) [84]
Jährlicher Stromimport und -export	In 2020: 48 TWh Import und 67 TWh Export → derzeit Exportland (ebd.)	In 2019: 0,53 TWh Import (zuvor noch 3,7 TWh) und 1,5 TWh Export (zuvor 0,4) → Wandel zum Exportland? (ebd.)
Jährlicher Erdgasverbrauch	In 2020: 859 TWh (175 TWh) insgesamt davon 252 TWh (81 TWh) Industrie, d. h. Anteil rd. 29 % (46 %) [82], [85]	In 2019: 0,94 TWh insgesamt davon alles für die Industrie (100 %) (ebd.)
Jährlicher Erdgasimport und -export	In 2020: 859 TWh Import und Export 0 TWh → Erdgasimport- und -Transitland (ebd.)	In 2019: 7,8 TWh → Erdgasimport- und -Transitland (ebd.)
Stromerzeugung	In 2020: 329,4 TWh fossil und 251 TWh erneuerbar (rd. 43 %) (ebd.)	In 2020: 30,6 TWh fossil und 7,4 TWh erneuerbar (rd. 20 %) [86]
Stromerzeugung nach Energieträger bzw. Erzeugungsart	In 2020: 148,16 TWh (Kohle), 99,56 TWh (Erdgas), 64,38 TWh (Kernenergie), 130,97 TWh (Wind), 50,6 TWh (PV), 44,75 TWh (Bio), 24,88 TWh (Wasser), 12,39 TWh (Abfall), 4,91 TWh (Öl), 0,22 TWh (Geothermal) [83]	In 2020: 27,2 TWh (Kohle), 3,4 TWh (Erdgas), 4,6 TWh (Wind++), 1,3 TWh (Wasser) 1,1 TWh (CSP+) und 0,4 TWh (PV+) (ebd.)
Spitzenlast im Stromnetz	In 2020: etwa 80 GW und rd. 200 GW installiert [85]	In 2019: 6,5 GWp (in Abendstunden @installierte Leistung von 10,7 GW davon 3,7 GW EE) [87]
Jährliche Rohstahlproduktion	In 2019: 39,6 Mio. t (40 % NRW) Rohstahlproduktion davon 70% Primär- und 30% Sekundärstahl (90% und 10% NRW) [88]	zwei Walzwerke für Drähte und Stäbe (ges. 950 kt/a) und ein Lichtbogenofen (625-1000 kt/a) an zwei Standorten (Nador und Lasfar) (MESTEEL o.J.)
Stahlimport und –export	24,8 Mio. t Import und 28,9 Mio. t. Export [89]	Stahlschrott, zuletzt 610 kt aus Europa und 40 kt aus China [90] → Importabhängig

Qualitative Standortanalyse NRW

Die Stahlproduktionsstandorte in NRW verfügen über eine sehr hohe vertikale Integration mit räumlicher Nähe zu Gießereien, Walzwerken, Logistik und Abnehmern. Dadurch ergeben sich nicht nur logistische und absatzorientierte Synergien, sondern auch energetische. Ebenfalls gehören die wesentlichen Nachfragesektoren des bestehenden regionalen Stahlmarkts, wie Automobilzulieferer, Bauwirtschaft, Maschinenbau und Metallwaren zu den wirtschaftlich stärksten Aktivitäten in Deutschland, welche sich auf eine hohe Produktqualität und -flexibilität verlassen können. Standorte in NRW sind zudem infrastrukturell hervorragend angebunden, insbesondere im Bereich Strom- und Gasnetze. Ein nicht zu vernachlässigender Faktor ist zudem die starke industriepolitische Unterstützung auf nationaler, regionaler und europäischer Ebene durch bestehende und zukünftig geplante Instrumente (z. B. derzeit noch freie Zuteilung von Emissionszertifikaten, Strompreiskompensation, Investitionshilfen, Carbon Contracts for Difference, Carbon Border Adjustements), welche bei einem Outsourcing wegfallen dürften.

Demgegenüber stehen in Deutschland generell und damit auch für Standorte in NRW begrenzte Potentiale für den EE-Ausbau, welcher neben technischen Restriktionen auch starken Hemmnisse bei Genehmigungsverfahren, Flächenkonflikten und gesellschaftlicher Akzeptanz unterworfen ist. Es ist also durchaus fraglich, ob die benötigten Mengen an erneuerbarer Energie und grünem Feedstock rechtzeitig und zu welchen Kosten sie zur Verfügung stehen. Als ebenfalls hemmend können die vorhandenen kohlebasierten Produktionsstätten und -infrastrukturen gewertet werden, welche einen integrativen Umbau schwieriger machen als eine Neuzustellung auf der „grünen Wiese“. Letztlich ergeben sich auch regulatorische Unsicherheiten, herrschen derzeit doch deutlich höhere Abgaben und Umlagen auf Energiepreise als in Marokko und steigende CO_2-Preise, wenngleich die tatsächlichen Kosten an dieser Stelle eine Frage der weiteren Ausgestaltung klimapolitischer Regulatorik sind.

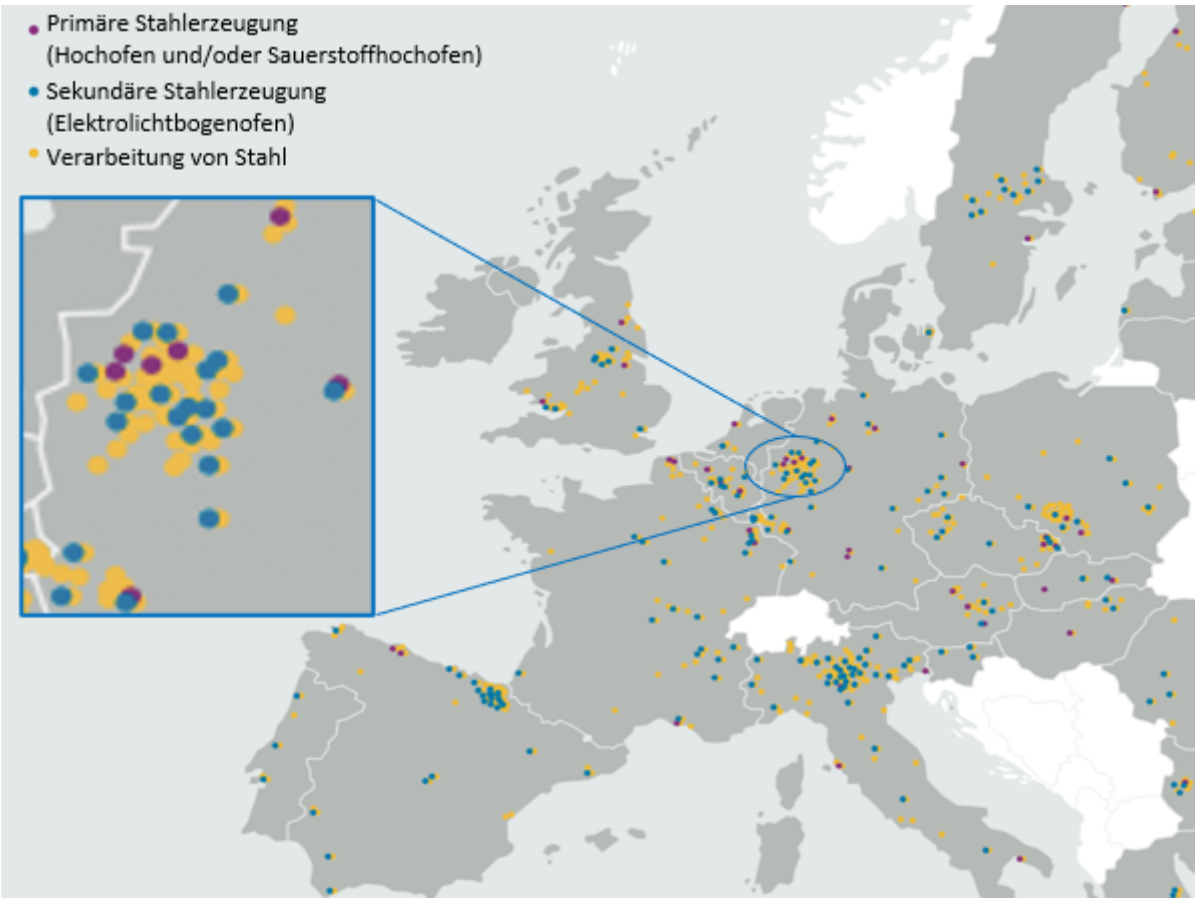


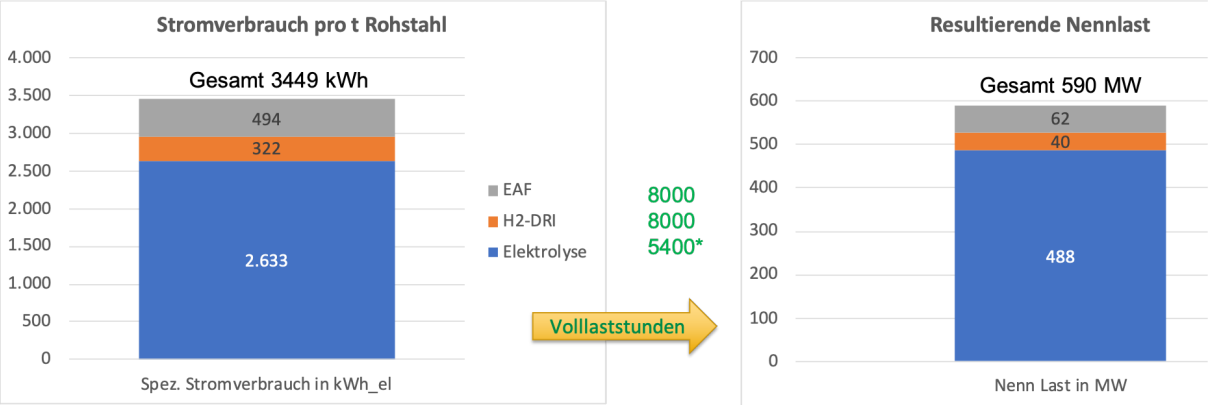
Abbildung B. 23: Übersicht über die räumlichen Verzahnungen verschiedener Stahlprozesse in Europa und NRW
Quelle: eigene Darstellung nach [1]

Qualitative Standortanalyse Marokko

Marokko zeichnet sich vor allem durch seine hohen Potenziale zur kostengünstigen Erzeugung von EE-Strom und grünem Wasserstoff aus. [91] sehen in diesem Zusammenhang langfristig, d. h. im Jahr 2050 die Möglichkeit, knapp 600 TWh H_2 zu erzeugen und dabei insbesondere Hybridanlagen (Wind-Onshore und PV) einzusetzen, welche eine besonders hohe Auslastung und damit eine potentiell kostengünstige Produktion erlauben. Das Königreich gilt als Vorreiter für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Region, hat selbst ambitionierte Klimaziele und eine eigene Wasserstoffstrategie. Marokko verfügt bereits heute über den wirtschaftlich bedeutsamsten Automobilsektor auf dem afrikanischen Kontinent und ist in diesem Segment Netto-Exporteur. Daher und wegen des generellen Wirtschaftswachstums im Land kann davon ausgegangen werden, dass die Nachfrage nach Stahlprodukten steigen und die Entwicklung des regionalen Stahlmarkts weiter positiv beeinflussen wird. Auch für deutsche Unternehmen ist Marokko vor allem wegen der geringen Lohnkosten (heute 1:9 im Vergleich zu Deutschland [78] ein beliebter Investitionsstandort, dies gilt bislang vor allem für die IT-Branche und rund um Ballungszentren wie Casablanca und Tanger. Zukünftig könnte die

Verfügbarkeit von Flächen mit hohen Potentialen für eine kostengünstige Produktion von erneuerbarem Strom und grünem Wasserstoff zu weiteren Ansiedlungen auch im Industriesektor beitragen. Ferner bietet die lange Küste des Landes bereits eine gut ausgebaute Industrie- und Hafeninfrastruktur.

Wenngleich Marokko ambitionierte Ziele für den weiteren EE-Ausbau verfolgt, dominieren aktuell wie auch mittelfristig fossile Energieträger die Energiebereitstellung. So stehen aktuell hinter rund 90 % der Primärenergie und 70 % der Stromerzeugung fossile Energieträger, welche fast ausschließlich aus den Nachbarländern importiert werden. Auch ist die bestehende Strom- und Erdgasnetzinfrastruktur nicht vergleichbar mit jener von Deutschland. Bereits bei Installation einer H_2-DRI-EAF mit der jährlichen Rohstahlproduktionskapazität von 1 Mt würde die zusätzliche Netzlast etwa 9 % der heutigen Spitzenlast betragen (siehe Abbildung B.24). Ein Netzausbau in Form von zusätzlichen Leitungen und Transformatoren wäre damit erforderlich. Für eine gekoppelte H_2-DRI-EAF Anlage würden für cos(ø) = 0,9 etwa 113 MVA und somit ein Anschluss am Hochspannungsnetz benötigt. Die Installation von einer H_2-DRI-Anlage ohne EAF setzt etwa 45 MVA und einen Anschluss am Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetz voraus. Hinzu kämen jeweils eine Anschlussleistung von etwa 10 MVA für ca. 50 Wasserelektrolyseure à 10 MW_{el}.



**Volllaststunden für hybride PV-/Windanlagen in Marokko*

Abbildung B.24: Resultierende Nennlast einer H_2-DRI-EAF Anlage mit einer Erzeugungskapazität von 1 Mt/a

Quelle: eigene Darstellung

Die jährlichen Kapitalkosten hierfür belaufen sich auf etwa 1,3 Million € (HS-Netzanschluss) bzw. 0,3 Million € (MS-Netzanschluss) pro Transformator und sind somit als signifikant einzustufen. Kosten für die zusätzlich benötigten Freileitungen, H_2-Rohrleitungen und Verdichterstationen sind hierbei noch nicht berücksichtigt. Sie dürften in der Regel noch deutlich höher liegen.

Die Errichtung von 1 Mt Stahlproduktionskapazität via Direktreduktion und Wasserstoff wird demnach bereits einen nicht vernachlässigbaren Aufwand für einen künftigen Anlagen- bzw. Netzbetreiber darstellen. Zu einem nennenswerten Kraftakt würde es dagegen, wenn man unterstellt, dass die neuen Kapazitäten wenigstens die Hälfte der heutigen Kapazitäten in Nordrhein-Westfalen (rd. 40 Mt/a) erreichen sollten, um auf dem Markt Fuß zu fassen. Ein Mix von 50 % Primärstahl aus H_2-

Direktreduktion und 50 % Sekundärstahl aus Lichtbogenöfen würde zu einem Strombedarf von insg. 40 TWh führen. Dieser entspricht aus Sicht der EE-Strompotenziale nur einem Anteil von 2-3 % und könnte rein bilanziell durch Errichtung einer Leistung von 7,3 GW an hybriden Kraftwerken relativ gut gedeckt werden. Die Integration ins Stromsystem würde dennoch eine sehr große Herausforderung darstellen, weil allein der Strombedarf für diese Stahlproduktion bezogen auf die heutige Gesamtstromnachfrage einen Anteil von 31 % ausmachen würde. Es bedarf also aus Sicht des Gesamtsystems weit mehr Aufwand als nur die erneuerbare Strom- und Wasserstofferzeugung für die Produktion bereitzustellen.

Darüber hinaus kann generell der Zugang zu verschiedenen Wirtschaftssektoren im Land schwierig sein und der Energiemarkt ist stark monopolistisch geprägt. Auch das Gesellschaftssystem ist als autokratisch zu bezeichnen und diplomatische Verstimmungen haben in der Vergangenheit bereits zu Verzögerungen bei gemeinsamen Energieprojekten geführt. Selbst hat das Land bislang keinerlei Erfahrung mit der Erzeugung von Primärstahl, es bestehen lediglich zwei kleinere Standorte für die Produktion von Sekundärstahl und zwei Walzwerke (siehe Abbildung B. 25). Der regionale Stahlmarkt und die angrenzenden Abnehmerindustrien wie Automobil, Bau, Maschinenbau und Metallware sind deutlich schwächer als in NRW. Qualifizierte Fachkräfte anzuwerben kann sich trotz der hohen Arbeitslosigkeit (9 % insgesamt, 15 % bei den 25-34-Jährigen) als schwierig gestalten, da sich viele marokkanische Ingenieure aufgrund der deutlichen Lohnunterschiede und Karrieremöglichkeiten in Richtung Ausland (EU und USA) orientieren. Die Zusammenarbeit mit eigenem Personal ist aufgrund der Sprachbarriere – im Land wird nur wenig englisch gesprochen, verbreitet sind vor allem arabisch und spanisch – herausfordernd, auch die Analphabetenquote ist mit rund 26 % im Vergleich zu NRW hoch.

Abbildung B. 25: Stahlstandorte in Marokko
Quelle: eigene Darstellung nach [92]

Die Herausforderungen für den Aufbau einer erneuerbaren Stahlproduktion in Marokko liegen zusätzlich auch im Energiesystem und zwar anders gelagert als in Nordrhein-Westfalen

Fazit und Ausblick

Neue wasserstoffbasierte DRI-EAF-Anlagen können in Marokko signifikant preiswerter Rohstahl produzieren als in NRW. Hauptgründe dafür sind günstigere Energie- und Lohnkosten. Für die Standortwahl sind jedoch weitere Faktoren wie eine Anbindung an Transport- und Energieinfrastrukturen, robuste Rahmenbedingungen und strategische Gründe relevant. Zu letztgenannten gehört unter anderem die Teilhabe an regionalen Marktentwicklungen, wie sie sich in Nordafrika durch einen positiven Trend beispielsweise im Bereich des Bauwesens und der Automobilproduktion sowie dem angestrebten Abbau von Importabhängigkeiten abzeichnen. Auch eine Diversifizierung bezogen auf die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und grünem Feedstock kann eine strategische Standortinvestition rechtfertigen. In diesem Fall wären die Infrastruktur-Herausforderungen in Marokko (Neubau) jedoch deutlich größer als in NRW (Umbau) sein. Nicht zuletzt stellen auch bestehende und historisch gewachsene Verzahnungen mit weiterverarbeitenden Industrien und die starke industriepolitische Unterstützung wichtige heimische Standortvorteile dar.

Vor diesem Hintergrund weisen beide Regionen nennenswerte Standortvorteile auf, die jedoch verschieden gelagert sind.

B.5. Roadmap für die Transformation der Stahlindustrie

HIGHLIGHTBOX: WICHTIGSTE ERKENNTNISSE IN DEM KAPITEL

- **Roadmaps sind neben Szenarien wichtige Instrumente für die strategische Planung von erwünschten zukünftigen Entwicklungen. Sie helfen dabei, mögliche Zielpfade und deren Voraussetzungen abzubilden, aber auch Entscheidungspunkte und komplexe Verzweigungen im Gesamtbild aufzuzeigen.**
- **Bestehende Roadmaps zur Transformation der Stahlindustrie werden der Herausforderung der THG-Neutralität in vielen Teilen nicht gerecht, da sie häufig auch Entwicklungspfade abbilden, die nicht zu einer THG-neutralen Produktion führen. Sie setzen überwiegend auf eine Vielzahl von technologischen Optionen und häufig auf eine Nachrüstung mit CCUS-Technologien, mit denen keine ausreichend tiefe THG-Minderung (-95%) erzielt werden kann. Für eine Defossilierung kommen letztlich auch in den ambitionierten externen Roadmaps nur DRI-Anlagen sowie ggf. die Eisenelektrolyse zusammen mit erneuerbaren Energien und Wasserstoff in Frage.**
- **Als zentrale Anforderungen zum Gelingen der Transformation werden in den untersuchten Roadmaps hauptsächlich die politischen Rahmenbedingungen adressiert, welche die benötigten Investitionen ermöglichen und die globale Wettbewerbsfähigkeit langfristig erhalten sollen. Ferner wird erwartet, dass ausreichend und kostengünstig erneuerbaren Energieträger und entsprechende Infrastrukturen verfügbar sind. Dezidierte Empfehlungen gibt es vor allem für die Steigerung von Energie- und Materialeffizienz sowie für die Sekundärstahlerzeugung auf Basis von Schrott.**
- **Die Entwicklung einer eigenen Roadmap für das Ziel einer THG-neutralen Stahlproduktion in Deutschland führt zu folgenden wesentlichen Erkenntnissen:**
- **Die Transformation zu einer klimaneutralen Stahlproduktion ist mitnichten ein rein technisches Unterfangen, sondern vielmehr ein komplexes Wechselspiel industrie- und versorgungsseitiger sowie infrastruktureller, technologischer, politischer und marktlicher Entwicklungen.**
- **Die heutige inflexible und auf fossilen Energieträgern basierende Stahlindustrie kann zu einem flexiblen, THG-neutralen und langfristig wettbewerbsfähigen Produktionssystem umgestellt werden, wenn die hier skizzierten Maßnahmen realisiert werden.**
- **Unklar ist langfristig das Verhältnis zwischen heimischer Primärproduktion gegenüber Importen von Eisenschwamm aus Regionen mit sehr großen und günstigen EE-Potentialen.**
- **Dies hängt maßgeblich vom Erfolg der deutschen und europäischen Energiewende, dem Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft und dem rechtzeitigen Ausbau der benötigten Infrastrukturen ab.**

B.5.1 Ziele und Einführung

Ziel der folgenden Arbeiten ist es,

- einen Überblick über bestehende Roadmaps zur Transformation der Stahlproduktion und ihre wesentlichen Inhalte diesbezüglich zu geben,
- eine eigene Roadmap zu entwickeln und
- auf dieser Basis zentrale Hemmnisse und Unsicherheiten sowie Chancen und Risiken und darüber hinaus Entscheidungspunkte und Pfadabhängigkeiten für die Transformation aufzuzeigen.

Da der Begriff Roadmap mehrdeutig ist und um die folgenden Analysen und Ergebnisse besser einordnen zu können, wird zunächst eine kurze Einführung in das hier angewendete Roadmapping gegeben. Neben dem Einsatz von Szenarien gehört auch das sogenannte *Technologie-Roadmapping* (TRM) zu einem strategischen Verfahren, welches ursprünglich (Mitte der 1980er Jahre) von Unternehmen intern dazu verwendet wurde, um Forschungsentscheidungen zu optimieren, Firmenstrategien für die Neu- und Weiterentwicklung von Produkten zu erstellen sowie die Bedingungen und Voraussetzungen zu ermitteln, die für die Entwicklung eines neuen Produkts zur Marktreife nötig sind [93][94]. Ausgehend von solchen unternehmensinternen Produkt-Roadmaps wurde das Verfahren in den 1990er Jahren auf andere, größere Bereiche wie z. B. ganze Industriebranchen und Wissenschaftsbereiche sowie um funktionale Ziele wie die Reduktion von Treibhausgasemissionen und die Entwicklung von Schlüsseltechnologien für die Energiewende erweitert. Die unterschiedlichen Roadmap-Konzepte werden in der Regel entsprechend als „Industrie-, Branchen-, Wissenschafts- und Klimaschutz-Roadmaps“ etc. bezeichnet.

Für die Durchführung eines Roadmappings kommen nach [95] grundsätzlich folgende zwei Methoden in Frage: a) das expertenbasierte und b) das computerbasierte Verfahren. Wie die Namen schon vermitteln kommt beim ersten Verfahren ein Team aus Experten zum Einsatz, während beim zweiten Ansatz große Textdatenbanken, die z. B. die einschlägigen wissenschaftlichen, technischen und produktspezifischen Informationen beinhalten mit Hilfe von Computeranalysen untersucht und ausgewertet werden. Aufgrund des begrenzten Zeit- und Ressourcenrahmens sowie der intern verfügbaren Expertise zum Thema THG-neutralen Stahlproduktion in Deutschland wird im weiteren Verlauf dieses Kapitels das expertenbasierte Verfahren angewendet.

Für einen Roadmapping-Prozess kommen die folgenden Vorgehensweisen in Betracht [95]:

- „Technology-push prospective roadmaps“ (oder auch forecast roadmaps): das heißt Technologie-Roadmaps, die von der Gegenwart aus in die Zukunft blicken und z. B. bei bestehenden Forschungsprojekten und -strategien beginnen, um von dort an mögliche Wege, Anwendungen und Ziele zu ermitteln, zu denen diese Forschung führen könnte.

- „Requirements-pull prospective roadmaps“ (oder auch backcast roadmaps): diese Roadmaps beginnen mit den gewünschten Endprodukten oder Forschungszielen (z. B. hochgradig kraftstoffeffiziente Kraftfahrzeuge), um von dort aus die nötigen wissenschaftlichen und technologischen Entwicklungen zu identifizieren, die für die Produkte oder Ziele notwendig sind.
- Und eine Mischung aus beiden Ansätzen.

Bei diesen Konzepten ist zudem zwischen einem partizipativen und einem nicht-partizipativen Vorgehen zu unterscheiden.

Für die Entwicklung einer eigenen Roadmap (siehe Kapitel B.5.3) nutzen die Autoren der Roadmap zunächst den backcasting Ansatz und gehen dann für die weitere Entwicklung (Vertiefung) zum gemischten Vorgehen über. Für die Arbeiten werden allein interne Experten aus dem eigenen Haus zu Rate gezogen.

B.5.2 Metaanalyse von Roadmaps zur Stahlindustrie

Die Tabelle B.30 fasst die untersuchten externen Roadmaps und ihren zentralen Eigenschaften zusammen, um einen Überblick über aktuelle Stahl-Roadmaps für Deutschland und die EU zu geben. Anschließend werden die wesentlichen Inhalte der untersuchten Roadmaps in Form von Steckbriefen näher dargestellt. Zuletzt erfolgen eine Identifikation und Darstellung von Gemeinsamkeiten, Besonderheiten und Unterschieden.

Tabelle B.30: Übersicht über die ausgewerteten externen „Stahl-Roadmaps“

Quelle | Titel		**Hintergrund | Art | Geltungsbereich**			**Ziele**	**Zeithorizont | THG-Reduktion***	
[1]	A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050	Industrie	Forecast Szenarien	EU	Informationen und Politikempfehlungen vor dem Hintergrund der EU Low Carbon Roadmap (2013)	2050	≤60 %
[2]	Low-Carbon Roadmap Pathways to CO_2-Neutral European Steel Industry	Industrie	Forecast Szenarien	EU	Darstellung von Szenarien mit verschiedenen Technologiepfaden, Kosten, Energiebedarfen und Politikempfehlungen für eine Transformation der Stahlindustrie	2050	80 bis 95 %

Quelle | Titel		Hintergrund | Art | Geltungsbereich			Ziele	Zeithorizont | THG-Reduktion*	
[3]	Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking	IEA	Forecast Szenarien	Global	Aufzeigen einer globalen THG-neutralen Stahl-industrie bis 2070	2050 (bis 2070)	54% (90 %)
[12]	Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry – Part 1: Technology Analysis	European Commission, DG Climate Action	Forecast Szenarien	EU28	Ziel ist das Aufzeigen THG-neutraler Industrie-Pfade in Europa und wie sie zu erreichen sind, sowie welchen Beitrag verschiedene Technologien leisten können	2050	96 %
[96]	NRW H2-Roadmap	MWIDE	forecast i.w.S.	NRW	Momentaufnahme und Zielvision einer Wasserstoffwirtschaft in NRW, die zukünftig mit allen gesellschaftlichen Akteuren weiterentwickelt werden soll	2050	95 %
[97]	Mission Possible – Sectoral Focus Steel	European Steel Technology Platform (Wissen-schaft und Industrie)	Forecast	Global	Ziel ist es aufzuzeigen, dass trotz stark wachsender globaler Stahlproduktion bis 2050 eine Transformation hin zu THG-neutraler Stahlproduktion erfolgen kann	2050	100 %
[98]	Greensteel for Europe	Wissenschaft, Consulting, Industrie	Forecast	EU	Unterstützen der EU-Klimaschutzziele bis 2030 und 2050 Aufzeigen von THG-armen Technologien und Pfaden (Roadmaps) für die THG-Reduktion	2050	80 bis 95 %

**bis 2050 ggü. 1990 sofern nicht anders vermerkt,*

Quelle: Eigene Darstellung nach den Quellen in der ersten Spalte

Im Folgenden werden die betrachteten Roadmaps aus Tabelle B.29 einzeln näher beschrieben.

B.5.2.1. A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050

Diese Roadmap aus dem Jahr 2013 fokussiert auf politische und regulatorische Aspekte (Politikempfehlungen), um dem Stahlsektor die Transformation ohne Wettbewerbsnachteile zu ermöglichen. Es werden zwar verschiedene Technologien für eine Transformation aufgezeigt, diesbezüglich jedoch keine konkreten Strategien, Meilensteine oder Prioritäten benannt. Eine Festlegung auf besonders geeignete bzw. wichtige Technologien hinsichtlich der Defossilierungstiefe findet nicht statt[32]. Insgesamt beinhaltet die Roadmap wenig konkrete Empfehlungen an die Politik auf einer Makroebene. Dazu gehören z. B.:

- Das Hinwirken auf ein level-playing field bei Klimaschutzanforderungen im Ausland bzw. auf globaler Ebene,
- die Beibehaltung bzw. Verallgemeinerung der geltenden Ausnahmen von Energiesteuern und Abgaben (EE-Strom und Stromnetz) und
- die öffentliche finanzielle Unterstützung von der Forschung bis hin zur Durchdringung von Technologien und die dafür benötigten Infrastrukturen.

Im Hinblick auf Technologien werden lediglich Anreize für CCU und die Rückgewinnung von Industrieabfällen sowie ein Monitoring für die Entwicklung von Eisen- und Stahlschrottmengen und ihren Verbleib empfohlen.

B.5.2.2. Low-Carbon Roadmap Pathways to a CO_2-Neutral European Steel Industry

Die Roadmap kann als Nachfolger der vorangegangenen Roadmap von Eurofer angesehen werden. Für die THG-Reduktionen unterscheidet sie zwei Gruppen an Technologiepfaden: zum einen die sogenannte „kluge Kohlenstoff Nutzung“ (SCU) und zum anderen die „direkte Kohlenstoff Vermeidung“ (CDA)[33]. Zur ersten Gruppe gehören Technologien wie z. B. kohlenstoffbasierte Schmelzreduktion (HIsarna®) und Hochöfen mit top-gas Recycling, die entweder mit CCU oder mit CCS kombiniert werden. Prozessintegration und -optimierung für eine bessere interne sowie externe Nutzung von Prozessgasen sowie von Kohlenmonoxid und -dioxid für die Verringerung der

[32] Laut Quelle: "From today’s perspective, it is not possible to predict which technology or combination of technologies is most likely to emerge."

[33] SCU: Smart Carbon Usage; CDA: Carbon Direct Avoidance

Kohlenstoffintensität stehen bei SCU im Vordergrund. In der zweiten Gruppe wird auf die direkte (Elektrifizierung) und indirekte Nutzung (Wasserstoffeinsatz) von EE-Strom und die damit einhergehenden Technologien wie das Wasserstoffdirektreduktionverfahren und Eisenelektrolyse sowie einschlägige metallurgische Verfahren gesetzt.

Für die möglichen Transformationspfade werden insgesamt sechs Szenarien betrachtet, deren THG-Reduktionen von 10 % (BAU) im ersten Szenario (über 15 %, 75 %, 80 % und 85 %) bis zu 95 % im sechsten Szenario reichen. Nur das sechste Szenario „Alternative pathways with CO_2-free energy (electricity and gas)“ entspricht letztlich einer ausreichend tiefen THG-Reduktion (Defossilierung) der Stahlproduktion. Voraussetzung dafür ist, neben dem Einsatz obiger alternativer Technologien, eine jährliche Bereitstellung von rd. 440 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen und von rd. 6,4 Mio. t CO_2 -freiem Wasserstoff.

Für die Realisierung einer tiefen THG-Reduktionen bzw. die Überwindung der Hemmnisse, die dem entgegenstehen, werden, allerdings ohne konkreten Szenariobezug, die folgenden ausschließlich ökonomischen und rechtlichen Anforderungen adressiert [2, S. 17]:

- Priorisierung der bestehenden finanziellen Unterstützungen in Form von Horizon Europe, Partnerschaften, den IPCEI, und den ETS-Innovationsfonds für die Beschleunigung der Innovationen im Stahlsektor.
- Der Einsatz von nicht näher benannten Mechanismen zur Verringerung des Innovationsrisikos und von Finanzmitteln für die sektorenübergreifende Defossilierung.
- Ein klarer Rechtsrahmen und eine Vision für die erfolgreiche Umsetzung der wichtigsten Technologien.
- Zugang zu ausreichend zinsgünstigem Investitionskapital, z. B. durch den Einsatz von Kohlenstoffverträgen oder anderen De-Risking-Mechanismen.
- Die Entwicklung von unterstützenden Maßnahmen zur Minimierung von negativen Auswirkungen durch globalen Wettbewerb bzw. ausländische, nicht ausreichend THG-arme Konkurrenz.
- Entwicklung eines EU-Rechtsrahmen zur Schaffung von fairen Wettbewerbsbedingungen für EU-Stahlerzeugnisse gegenüber Wettbewerbern aus Drittländern in der EU und auf den Weltmärkten.
- Einführung von WTO-konformen Maßnahmen, welche es der EU-Stahlindustrie ermöglichen, die vollen Kosten für ihre Defossilierung zu decken.

B.5.2.3. Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking

Im Rahmen dieser Roadmap untersucht die IEA wie eine globale Defossilierung der Stahlindustrie gelingen kann. Im Szenario für nachhaltige Entwicklung (SDS) werden die Emissionen der Eisen- und Stahlindustrie bis 2070 um 90 % (bis 2050 um 54 %) gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert. Das Szenario wird hierbei forcecast mithilfe des Energy Technology Perspectives (ETP) Modells entwickelt. Zur Defossilierung setzt SDS auf einen breit gefächerten Energieträgerwechsel, Technologie- und Effizienzmix. Die größte Reduzierungspotenziale bis 2050 werden in der Materialeffizienz (-40 %) und der der Steigerung der Energieeffizienz (-21 %) gesehen. In Bezug auf die Materialeffizienz besitzt den Größten Impact die Nachfragereduzierung, welche auf verlängerten Lebensdauern von Gebäuden, aber auch das verbesserte Design und Konstruktion von Gebäuden sowie Leichtbau in der Automobilbranche beruht, und ggü. dem Referenzszenario 19 % Materialeinsparung in SDS führt.

Im Zusammenhang mit den Technologien werden nur Technologien berücksichtigt, welche aktuell mindestens einen TRL von 5 aufweisen – ein dezidierter Überblick aller Technologien findet sich ab S. 90 in der Studie. Für die Primärstahlproduktion wird auf die H_2-DRI-EAF Route (ca. 20 %) und die Hochofen-Konverter-Route mit CO_2-Abscheidung (Abscheideleistung in 2050 von 400 Mt.CO_2/a) gesetzt. Bezogen auf die seit dem Basisjahr vermiedene, da abgeschiedene, CO_2-Menge bedeutet das eine Reduzierung von 30 %. SDS identifiziert nur einen geringen Bedarf an CCU – der Großteil des abgeschiedenen CO_2 soll geologisch eingespeichert werden. Der Anteil der Sekundärstahlerzeugung durch EAF an der Gesamtproduktion wird von 17 % im Basisjahr auf 39 % im Jahr 2050 gesteigert. Um diese Steigerung zu erreichen wird die Verfügbarkeit von Eisen- und Stahlschrott gegenüber dem heutigen Stand um 43 % auf 1240 Mio. t im Jahr 2050 unterstellt. Der Impact von elektrischer Sekundärstahlproduktion auf die THG-Minderung ist allerdings bis 2050 noch gering – lediglich -4 %, da oftmals noch kein komplett grüner Strom eingesetzt bzw. unterstellt wird.

Das Thema politische Instrumente Rahmenbedingungen wird in Kapitel 4 der Studie beleuchtet. Hierbei wird den Regierungen eine wichtige Rolle zugesprochen. Sie sollten helfen, die Transformation der Stahlindustrie zu beschleunigen, da ein nachhaltiger Übergang für den Eisen- und Stahlsektor laut der Studie sich nicht ohne flankierende politische Rahmenbedingungen einstellen wird.

Die politischen Portfolios können nach Ansicht der Autoren vielfältig sein, aber die folgenden Empfehlungen werden als essentiell für eine beschleunigte Transformation angesehen:

- Schaffung eines langfristigen und zunehmenden Signals für die Reduzierung von CO_2-Emissionen.
- Unterstützung bestehender Standorte und deren Anlagen sowie kurzfristige Investitionen.
- Etablierung eines Marktes für Fast-Null-Emissions-Stahl.

- Unterstützung von Demonstrationsprojekten von Technologien zur Stahlherstellung, welche nahezu keine THG-Emissionen verursachen.
- Förderung von Materialeffizienz.
- Verstärkung der internationalen Zusammenarbeit und Sicherstellung gleicher globaler Wettbewerbsbedingungen.
- Entwicklung einer unterstützenden Infrastruktur für emissionsarme Technologien.

Der letztgenannte Punkt bezieht sich hier vor allen Dingen auf die CO_2-Infrastruktur für CCS/CCU, aber auch andere Infrastrukturen (z. B. Stromnetz) sind hier gemeint.

B.5.2.4. Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry (Part 1: Technology Analysis)

Im Rahmen dieser Studie werden acht forecast Szenarios und Analysen bzgl. der tiefen Defossilierung der Industrie aufgezeigt. Eine prägnante Rolle stellt hierbei die Eisen- und Stahlindustrie, aufgrund der höchsten THG-Emissionen der Industriesektoren, dar. Im Hinblick auf die Szenarien sieht lediglich das Mix95-Szenario (Mix95) eine Reduktion von 96 % bis zum Jahr 2050 ggü. dem Referenzjahr 1990 im Stahlsektor vor und wird folglich als einziges für weitere Analysen betrachtet. In Bezug auf die zukünftig zu forcierenden Technologien setzt das Mix95 auf folgende Optionen zur zukünftigen Primärstahlproduktion, welche die konventionelle Hochofen-Konverter Route vollständig substituieren: Wasserstoff Direktreduktion mit Lichtbogenofen (H_2-DRI-EAF), direkte Eisenelektrolyse und Wasserstoff-Plasma-Schmelzen Reduktion. Dabei sinkt insgesamt die Relevanz der Primärstahlproduktion in der EU28 bis 2050. So nimmt der Anteil der Sekundärstahlerzeugung via Lichtbogenofen (EAF) von ca. 40 % in 2015 auf 67 % in 2050 zu. der Einsatz von CCS/CCU im Mix95 ist im Eisen- und Stahlsektor nicht vorgesehen.

Konkrete Politische Maßnahmen werden nicht genannt: Aufgrund der großen Vielfalt in diesem Sektor werden politische Maßnahmen nicht endogen modelliert, sondern Verbesserungen der Materialeffizienz und der Kreislaufwirtschaft werden exogen über einen geringeren Produktionsausstoß auf Prozessebene und die Umstellung auf recyclingbasierte Produktionswege angenommen. So reduzieren sich die Produktionsmengen im Mix95 von aktuell 167 Mt Stahl(2015) bis 2050 um 8 % (153 Mt Stahl):

- **Materialeffizienz**: Weitere Verbesserungen der Materialeffizienz (z. B. weniger Überdimensionierung im Bauwesen). Reduzierte Verluste ergeben sich aus (z. B. endkonturnaher Guss).
- **Kreislaufwirtschaft**: Wiederverwendung (z. B. Wiederverwendung von großen I-Trägern im Bauwesen. Es wird verstärkt auf die Sekundärstahlroute gesetzt (EAF). Der Anteil wird von

40 % im Jahr 2015 auf 77 % in 2050 gesteigert. Grund hierfür ist die Annahme, dass die Produktion von hochwertigem EAF-Stahl den industriellen Maßstab erreicht hat und in Hochleistungsstahlsegmenten (z. B. Luftfahrt und Automobil) eingesetzt werden kann.

- **Materialsubstitution**: z. B. Einsatz von Aluminium, Kohlefaser im Automobilbereich, Stahlsubstitution durch biomassebasierte Produkte im Bauwesen).
- **Nachfragereduzierung im Endverbrauch / Suffizienz**: Änderungen im Nutzungsverhalten (z. B. intensivere Nutzung (z. B. Carsharing), Erhöhung der durchschnittlichen Nutzungsdauer).

B.5.2.5. Wasserstoff Roadmap – Nordrhein-Westfalen

Die Publikation will sowohl eine Momentaufnahme als auch die Zielvision einer Wasserstoffwirtschaft in NRW skizzieren und damit eine Basis für die zukünftige Weiterentwicklung mit allen gesellschaftlichen Akteuren schaffen.

Hierfür wird zunächst das Selbstverständnis NRWs als Industrieland und Forschungsstandort hervorgehoben sowie gegenwärtige Kooperationen zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft beschrieben. Anschließend erfolgt eine Einordnung in den breiteren politischen Rahmen und es werden verschiedene Forderungen an Bund und EU formuliert.

- Diese umfassen insbesondere regulatorische Maßnahmen, wie die Einführung von Anreizprogrammen wie Carbon Contracts for Difference mit Fokus auf die Schwerindustrie, eine Anpassung des gegenwärtigen Abgaben- und Umlagensystems sowie der Umsetzung von europäischen Richtlinien in nationales Recht.
- Auch fordert die Roadmap bei Erzeugung, Transport und Einsatz von Wasserstoff ein hohes Maß an Technologieoffenheit und sieht zumindest während der Markthochlaufphase auch eine Rolle für grauen, blauen, grünen und türkisen Wasserstoff.

Über die bundespolitische und europäische Ebene hinaus werden jedoch auch für NRW Ziele formuliert. Diese fokussieren sich einerseits auf eine kurz- bis mittelfristige Perspektive und beinhalten konkrete Meilensteine für die kommenden Jahre.

- Mit Blick auf die Stahlindustrie soll beispielsweise bis 2025 eine erste großtechnische Direktreduktionsanlage zur Erzeugung von Stahl auf Wasserstoffbasis in Duisburg etabliert sein, zudem wird im selben Zeitraum eine Pilotanlage zur pyrolitischen H_2-Herstellung angestrebt.
- Bis 2030 soll dann die wasserstoffbasierte Stahlherstellung weiter ausgebaut werden, flankiert durch eine zunehmende Infrastrukturentwicklung (1300 Kilometer Wasserstoffleitungen in Deutschland, hiervon 240 Kilometer in NRW) sowie eigene Elektrolyseurkapazitäten in Höhe von 1-3 GW_{el}.

- Mit Blick auf die langfristige Perspektive erfolgt jedoch keine nähere Konkretisierung, hier wird lediglich die Gesamtherausforderung auf Basis einer vom Forschungszentrum Jülich durchgeführten Begleitstudie dargestellt. Ebenso erfolgt abschließend keine Integration der Einzelbetrachtung von Sektoren und Maßnahmen zu einer umfassenden Roadmap im engeren Sinne.

B.5.2.6. Mission Possible – Sectoral Focus Steel

Im Rahmen dieser Roadmap untersucht die Energy Transitions Commission (ETC) wie eine globale Defossilierung der Stahlindustrie gelingen kann. ETC verwendet hierbei kein eigenes Szenario, sondern greift auf dezidierte Studien und forecast Szenarien von anderen Institutionen zurück – insbesondere von Material Economics und McKinsey & Company.

Es werden hierbei drei Leitstrategien für eine erfolgreiche Umsetzung der Transformation des Stahlsektors identifiziert:

- Verschiedene Strategien zur Reduzierung der Verbrauchsnachfrage was maximal zu einer THG-Reduzierung von 37 % führen kann.
- Eine kontinuierliche Erhöhung der Energieeffizienz über den gesamten Betrachtungszeitraum erbringen eine Reduktion zwischen 15 und 20 %.
- Innovative Technologien in der Primärstahlproduktion wie die Wasserstoffdirektreduktions-Verfahren in Kombination mit Lichtbogenofen und Hochofen-Konverter Route mit nachgelagerter CO_2-Abscheidung sowie die Erhöhung der Sekundärstahlproduktion mittels elektrischen Lichtbogenofens.

Je nach Standortgegebenheiten wird in der Primärstahlproduktion an den Standorten die Direktreduktion mittel Wasserstoffs (z. B. preiswerte EE-Strom und grünen Wasserstoff) oder die Hochofen-Konverter-Route mit CO_2-Abscheidung (z. B. gute Anbindung an geologische Speicherstätten) eingesetzt.

Im Zusammenhang der ersten Leitstrategie werden die Erhöhung der Stahlschrottrecyclingrate – mit einhergehender Steigerung der Sekundärstahlproduktion, die Steigerung der Materialeffizienz durch besseres Produktdesign – insbesondere in der Automobilbranche und im Bausektor, welche für etwa zwei Drittel der Gesamtstahlnachfrage verantwortlich sind – sowie die effizientere Nutzung von Stahlprodukten auf der Verbraucherseite (z. B. Car-Sharing) genannt.

Aufgrund der Tatsache, dass Stahl ein international gehandeltes Produkt und die und die Transformation des Stahlsektors ungleichmäßig schnell in verschiedenen globalen Regionen vollzogen wird, wird aus Sicht der Autoren ein international koordinierter Kohlenstoffpreis in Verbindung mit nachgelagerten Maßnahmen (z. B. Einführung von Normen und Gütesiegeln für grünen Stahl) in der gesamten Stahlwertschöpfungskette gebraucht.

B.5.2.7. Greensteel for Europe

Im Rahmen des im Juni 2021 abgeschlossenen europäischen Verbundvorhabens werden neun verschiedene Technologien für eine CO_2-arme Stahlerzeugung beschrieben, auf ihre Eigenschaften, Verfügbarkeit und Wirksamkeit hin bewertet. Ausgehend von den neun Technologien werden für vier Technologien, welche als besonders aussichtsreiche gelten, Technologie-Roadmaps dargestellt, welche die nötigen technologischen Schritte (und TRL-Grade) sowie Rahmenbedingungen bis zur Erreichung des industriellen Einsatzes (TRL 9) im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 aufzeigen. Zu den vier ausgewählten THG-armen Technologien gehören optimierte BF-BOF Routen, Direktreduktion, Schmelzreduktion und Eisenelektrolyse, die teilweise um CCU ergänzt werden. Allerdings werden für die weiterhin kohlebasierten Verfahren (BF-BOF und Schmelzreduktion) lediglich maixmale THG-Reduktionen von bis zu 80 % erreicht und die industrielle Reife der H_2-basierte Schmelzreduktion wird nicht vor dem Jahr 2050 erwartet, was zum einen für eine Defossilierung der Eisen- und Stahlproduktion nicht ausreicht und zum anderen zu spät kommt. Daher werden im Folgenden nur die relevanten Roadmap Elemente (Strategien und Rahmenbedingungen als Voraussetzung) für den Einsatz von H_2-Direktreduktion und Eisenelektrolyse sowie ergänzend für die ebenfalls betrachtete Sekundärstahlproduktion auf Basis von Stahlschrott im Lichtbogenofen[34] zusammengefasst.

Zu den wesentlichen Strategien und Voraussetzungen für eine industrielle Nutzung von H_2-Direktreduktion-Anlagen ab dem Jahr 2035 (TRL 9) gehören [98, S. 71ff]:

- Der zwischenzeitliche Einstieg in die Technologie auf der Basis von Erdgas mit anschließend schrittweisen Wechsel auf grünen Wasserstoff.
- Entsprechende Verfügbarkeiten von ausreichend preiswerten Erdgas (2020 - 2030) sowie von grünen Wasserstoff (ab 2030).
- Finanzielle Förderung von Investitionen und Betriebskosten (2020 - 2040).
- Carbon-Contracts-for-Difference zur finanziellen Risikoabsicherung (2020 - 2040).
- Emissionsbezogene Gesetzgebung (2020 - 2050).
- Kostenbenchmark für eine vollständige Demonstrations-Route (H_2-DRI+EAF mit TRL 7-9) von 750 Mio. € im Jahr 2030 und für eine Route im Industriemaßstab (TRL 9) von 1500 Mio. € im Jahr 2035.

Zu den wesentlichen Strategien und Voraussetzungen für eine industrielle Nutzung der Eisenelektrolyse ab dem Jahr 2040 (TRL 9) gehören [98, S. 76]:

[34] Diese gehört anscheinend nicht explizit zur Technologieauswahl, weil die Innovationen nicht die Produktionstechnik selber betreffen sondern den Schrotteinsatz.

- Zunächst noch technologische Weiterentwicklung und Optimierung und dann insbesondere Hochskalierung der Eisenelektrolyse.
- Die parallele Reduktion der Produktionskosten durch technologische Anpassungen des Verfahrens sowie der anschließenden Weiterverarbeitung im Lichtbogenofen.
- Förderung der Forschung und Entwicklung (2020 - 2030).
- Finanzielle Förderung von Investitionen und Betriebskosten (2030 - 2050).
- Carbon-Contracts-for-Difference zur finanziellen Risikoabsicherung (2030 - 2050).
- Emissionsbezogene Gesetzgebung (2030 - 2050).
- Ausreichende Verfügbarkeit von EE-Strom (2030 - 2050).
- Kostenbenchmark für Demonstrationsanlage von 250 Mio. € (2030) und für die Gesamtroute im Industriemaßstab von 1000 € Mio. € im Jahr 2040.

B.5.2.8. Gemeinsamkeiten, Besonderheiten und Unterschiede

Allen sieben betrachteten Roadmaps ist zunächst gemein, dass sie einen forecast Ansatz nutzen, bis zum Jahr 2050 reichen und dabei überwiegend Szenarien verwenden. Bei den weiteren Interpretationen ist zu beachten, dass sich vier von Ihnen auf den EU-Raum, zwei auf die globale Ebene und eine auf NRW beziehen sowie dass manche Roadmaps keine hinreichend tiefe THG-Reduktion (≥95%) bis 2050 abbilden.

Die untersuchten Roadmaps setzen für das Gelingen der Transformation der Stahlindustrie am häufigsten auf direkte oder indirekte finanzielle Unterstützungen von Forschung über die Technologieentwicklung bis hin zu Investitionen in neue Technologien. Diese oftmals allgemeinen Empfehlungen werden durch ebenfalls häufig genannte ökonomische Instrumente wie z. B. CFD sowie allgemeinen Forderungen nach geeigneten Rechtsrahmen für die Transformation ergänzt. In diesem Sinne wird auf einer höheren Ebene auch öfter gefordert, global möglichst gleiche Wettbewerbsbedingungen für die heimische Stahlindustrie zu schaffen. Neben diesen wirtschaftlich-rechtlichen Faktoren, die in den meisten Roadmaps eine Rolle spielen, wird auch verschiedenen Maßnahmen für die Steigerung der energetischen und materiellen Effizienz eine große Bedeutung beigemessen. Sie werden jedoch im Vergleich zu den ökonomischen Faktoren nur in wenigen Roadmaps adressiert, dafür allerdings relativ differenziert.

Zu Besonderheiten (d. h. den wenig genannten Punkten) können Unterstützungen für einen adäquaten Ausbau der nötigen Infrastrukturen sowie die Nennung von Erdgas zum einen als Brückenfunktion und zum anderen im Hinblick auf eine ausreichend, günstige Verfügbarkeit angesehen werden. Eine

(wichtige) Sonderstellung nimmt zudem in einem Fall die konkrete Nennung von Suffizienz ein, um die Nachfrage durch Verhaltensänderungen zu senken.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die untersuchten Roadmaps überwiegend die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen adressieren, um die Investitionen zu ermöglichen und die globale Wettbewerbsfähigkeit langfristig zu erhalten. Zudem wird erwartet, dass ausreichend und kostengünstig erneuerbare Energieträger und entsprechende Infrastrukturen verfügbar sind. Darüber hinaus gibt es besondere Anforderungen an energetische und materielle Eiffizienzsteigerungen sowie eine erhöhte und bessere Nutzung von Schrott für die Sekundärstahlproduktion.

B.5.3 Entwicklung einer eigenen Roadmap für die Transformation der Stahlindustrie in Deutschland

Bei der folgenden Entwicklung einer eigenen Roadmap handelt es sich um eine zielorientierte und projektspezifische Roadmap. Dieser liegt das Ziel zugrunde, bis (spätestens) zum Jahr 2050 eine vollständig THG-neutrale Stahlproduktion auf der Basis von H_2-basierter Direktreduktion (H_2-DRI) in Deutschland zu erreichen. Zur quantitativen Orientierung wird unterstellt, dass das Produktionsvolumen auf dem heutigen Niveau von ca. 40 Mio. t Rohstahl verbleibt und dass der Anteil der Sekundärproduktion mittels Lichtbogenöfen (EAF) steigt, während die Primärproduktion mittels H_2-DRI sinkt.

Die Entwicklung der Roadmap folgt zunächst in einem backcasting-Ansatz, d. h. ausgehend vom Ziel wird zunächst ermittelt, wann welche Meilensteine für die Realisierung des Ziels in den sechs verschiedenen Dimensionen Industrie, Versorgung, Infrastrukturen, Technologien, Politische Rahmenbedingungen und Markt erreicht werden sollten. Anschließend werden die möglichen bzw. nötigen Entwicklungen zu und von diesen Meilensteinen ausgehend abgeleitet. In diesem Kontext findet eine Ablösung von dem ursprünglich reinen backcasting Ansatz statt, zu Gunsten einer Mischung aus fore- und backcasting unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Meilensteinen und Dimensionen sowie von Entscheidungspunkten, die zu unterschiedlichen Wegen bzw. Ausprägungen führen können.

Die Roadmap wird auf diesem Wege insgesamt über mehrere Iterationsschleifen auf Basis eines ersten groben Entwurfs bestehend aus Feedback, Synthese und Überarbeitung bis zur Finalisierung gebracht. Die vollständige Roadmap ist zunächst zur Übersicht in der folgenden Abbildung dargestellt. Anschließend werden die sechs einzelnen Dimensionen der Roadmap der Reihe nach abgebildet und ihre wesentlichen Elemente sowie die damit verbundenen An- und Herausforderungen sowie zentrale Entscheidungspunkte näher erläutert.

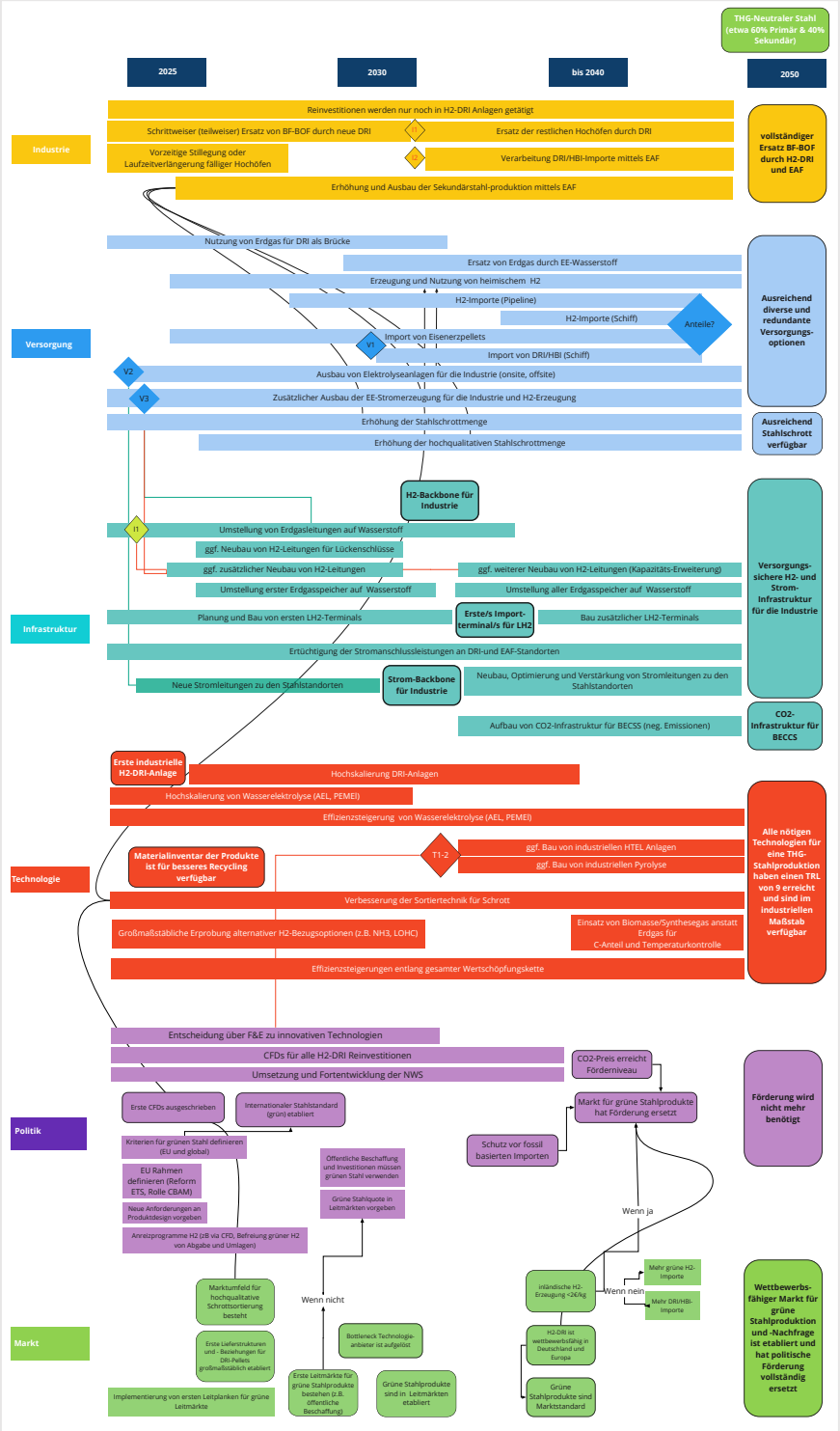


Abbildung B.26: Roadmap für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: eigene Darstellung

B.5.3.1. Industrie

Abbildung B.27: Roadmap-Elemente aus Sicht der Industrie für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Um das übergeordnete, oben näher definierte Ziel einer THG-neutralen Stahlerzeugung in Deutschland im Jahr 2050 zu erreichen wird in der Stahlindustrie ein vollständiger Ersatz der konventionellen Hochofenkonverter Route (BF-BOF) durch das Wasserstoffdirektreduktionsverfahren (H_2-DRI) benötigt.

Um dieses ambitionierte Ziel adäquat zu erreichen müssen zeitnah die Weichen gestellt werden. Zwar sind die Reinvestitionszyklen in Bezug auf die Hochöfen begrenzt (max. 20 Jahre), andere Aggregate wie Kokereien und Konverter haben jedoch einen Horizont von 50 Jahren, woraus ein kurzes Investitionsfenster resultiert. Das heißt es müssen schon in den nächsten Jahren Investitionsentscheidungen im Sinne einer tiefen Defossilierung der Stahlindustrie getroffen werden. Bei anstehenden Reinvestitionen in die Hochofenroute kann es deshalb maximal um einzelne begrenzte laufzeitverlängernde Maßnahmen für Hochöfen (partielle Neuzustellung) gehen. Grundsätzlich wären anstehende Reinvestitionen jedoch nur noch in DRI-Anlagen zu tätigen, um einen schrittweisen Ersatz der BF-BOF-Route und eine schnellere Technologiedurchdringung der DRI-Route herbeizuführen. Der Vorteil von DRI-Anlagen besteht darin, dass sie nicht sofort vollständig mit grünem Wasserstoff betrieben werden müssen, sondern zunächst vollständig (oder anteilig) konventionelles Erdgas genutzt werden kann und dadurch zugleich bereits die THG-Emissionen nennenswert gesenkt werden können.

Ab den frühen 2030ern bis 2040 sind die letzten Hochöfen durch DRI-Anlagen zu ersetzen – was in der Folge höchstwahrscheinlich auch die Stilllegung der Kokereien bedeutet. Im Laufe der 2020er Jahre werden im Ausland nur begrenzte Kapazitäten für H-DRI aufgebaut werden und dies vor allem zur jeweiligen Eigenversorgung. Soll die Produktionskapazität an einem Standort aufrechterhalten werden müssen bei Hochofenstilllegungen deshalb DRI-Ersatzkapazitäten geschaffen werden. Sofern im Hinblick auf die Verfügbarkeit und die Qualitätsanforderungen mehr Schrott eingesetzt werden kann, kann die Kapazität der DRI-Anlage kleiner ausfallen als die des ursprünglichen Hochofens. Für die Zeit nach 2030 ist es jedoch durchaus wahrscheinlich, dass sich ein weltweiter Markt für klimaneutral

hergestellten Eisenschwamm entwickelt und somit Importmöglichkeiten für das Vorprodukt DRI entstehen (siehe Kapitel B.5.3.2). Insofern könnte es sein, dass die Zubauten in Deutschland nach 2030 geringer ausfallen können.

Zwar ist die Konverterroute über ein zusätzliches Schmelzaggregat auch H_2-DRI-kompatibel, jedoch benötigt sie deutlich mehr (klimaneutralen) Kohlenstoff als die entsprechende EAF-Route. Ihr Vorteil ist die größere Flexibilität im Hinblick auf Erz- und Stahlqualitäten. Insofern ist die Frage nach dem langfristigen Anteil der DRI-BOF-Route heute nicht abschließend zu klären. Absehbar ist jedoch, dass dem Elektrolichtbogenofen zukünftig eine deutlich bedeutendere Rolle zukommen wird. Sein Vorteil ist die Möglichkeit eines günstigen und flexiblen Betriebs. Um die Wertschöpfungsstufe der Stahlerzeugung in Deutschland zu erhalten, ist es deshalb ratsam, die EAF-Kapazität in Deutschland ab sofort deutlich auszubauen. Damit verbunden werden sollte die Etablierung neuer Sortierverfahren (siehe Kapitel B.5.3.4) um reinere Schrotte verfügbar zu haben und damit flexibler im Hinblick auf die Schrottverwendung zu werden (siehe Kapitel B.5.3.2).

B.5.3.2. Versorgung

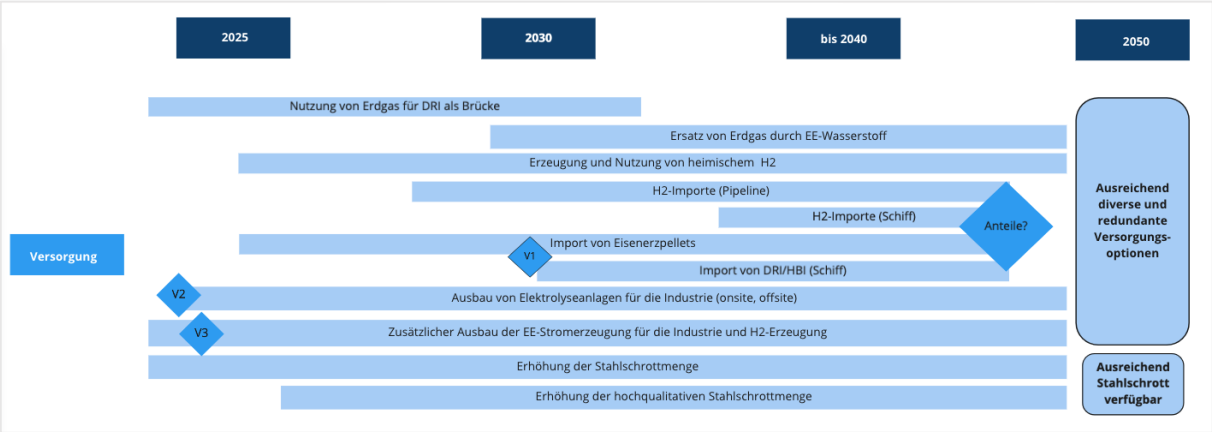


Abbildung B.28: Roadmap-Elemente aus Sicht der Versorgung für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Realisierung einer THG-neutralen Stahlproduktion bis zum Jahr 2050 setzt eine ausreichend sichere, d. h. hinreichend diverse und redundante Versorgung mit erneuerbaren Energien und Ressourcen bzw. Zwischenprodukten als zentralen Meilenstein voraus. Dazu gehören im Fall der künftigen Primärproduktion von Stahl in Deutschland mittels H_2-DRI der Import von Eisenerzpellets, grüner Wasserstoff (heimisch erzeugt und/oder importiert) und EE-Strom (insbesondere für die weitere Verarbeitung in Schmelzaggregaten oder Wiedererwärmungsöfen). Denkbar und wahrscheinlich ist darüber hinaus jedoch auch der Import von Eisenschwamm in Form von DRI oder HBI.

Der Umfang dieser Option wird maßgeblich von den künftigen Kosten und der Verfügbarkeit dieses Zwischenproduktes im Vergleich zu den Produktionskosten von DRI in den eigenen H_2-DRI Anlagen abhängen und damit von den Beschaffungskosten für Eisenerz, Strom und Wasserstoff. Diesbezüglich wird parallel unterstellt, dass die politischen Maßnahmen (siehe Roadmapteil Politik) zur finanziellen Unterstützung bzw. zum Schutz der inländischen THG-neutralen Stahlproduktion ab der zweiten Hälfte der 2030er Jahre sukzessive zurückgefahren werden und sich die heimische Produktion langfristig im Wettbewerb behaupten muss.

Der DRI-Import wird vorrangig aus solchen Ländern wie z. B. Schweden, Brasilien oder Australien stammen, die über eigene, wettbewerbsfähige Eisenerzvorkommen und sehr kostengünstige EE-Strompotenziale verfügen. Die Transportkosten für DRI könnten gegenüber Eisenerz bei ähnlichen Transportmengen ähnlich hoch ausfallen, sodass die Betreiber der deutschen H_2-DRI Anlagen relativ flexibel nach Marktpreisen entscheiden können und werden, ob sie selber über die gesamte Wertschöpfungskette produzieren oder bevorzugt DRI importieren und lediglich zu Stahl weiterverarbeiten. Im heutigen Stahlmarkt gibt es eine sehr deutliche Korrelation zwischen Kokskohle-Preis und Stahlpreis. Die zukünftige Korrelation zwischen Wasserstoffpreis und Stahlpreis dürfte jedoch aufgrund des breiteren Einsatzprofils von Wasserstoff (im Vergleich zur Kokskohle) deutlich schwächer sein, und insofern dürften die Spreads stärker schwanken als heute, was eine gemischte Betriebsweise begünstigen dürfte.

Für die Auslastung der Anlagen spielen jedenfalls die Betriebskosten und nicht die Kapitalkosten die entscheidende Rolle. Zudem kann der Betrieb der DRI Anlagen grundsätzlich gut auch eine längere Zeit unterbrochen werden und das produzierte DRI zwischengelagert werden. Das bedeutet letztlich, dass die eigenen Kapazitäten gar nicht vollumfänglich bis zur exemplarisch angenommenen DRI-Nutzung von 60 % oder 24 Mio. Tonnen ausgebaut werden müssten oder dass sie nicht durchgängig betrieben würden. Diese Implikationen sind auch bei der Versorgung mit EE-Strom und -Wasserstoff sowie bei der Planung der Infrastrukturen zu berücksichtigen.

Ein anderer Grund für den Import von DRI oder HBI könnte auch in der unzureichenden Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff liegen, weil die eigene (europäische) H_2-Erzeugung bzw. die H_2-Importe nicht in dem Maß gelingen, wie es für eine „autarke“ eigene Primärstahlproduktion mittels DRI nötig wäre. Erstgenanntes hängt vom Erfolg und Umfang des EE-Ausbaus für die Stromerzeugung in Deutschland (und Europa) ab. Dieser kann z. B. durch fehlende Akzeptanz, fehlende Genehmigungen oder fehlendem Ausbau der Stromleitungen gehemmt oder zeitlich verzögert sein (Wechselwirkungen mit Infrastrukturen). Zu wenig H_2-Importe könnten verschiedene, andere Ursachen haben wie z. B. Ausfall von Lieferländern, Unterbrechung von Lieferketten und Nachfragekonkurrenz auf dem künftigen, ggf. immer noch knappen H_2-Markt.

Wenn man komplementär aus heutiger Sicht auf die möglichen Entwicklungen zu Aufbau und Nutzung von Versorgungoptionen schaut, dann ist als Erstes eine Nutzung von Erdgasleitungen und Erdgas für die DRI-Produktion zu erwarten. Dies ermöglicht eine schnelle und sichere Belieferung von neuen DRI-

Anlagen und trägt bereits nennenswert zur THG-Reduktion der Stahlproduktion bei, hängt jedoch auch von der Entwicklung der aktuellen geopolitischen Lage und den Erdgaspreisen ab. Je nachdem wann genügend Wasserstoff zur Verfügung steht, würde parallel dazu, eher jedoch mit etwas zeitlicher Verzögerung sukzessiv eine Umstellung von Erdgasleitungen und Erdgas auf den H_2-Transport und Wasserstoff stattfinden. Nach den aktuellen Ausbauzielen im Rahmen der Nationalen Wasserstoff-Strategie (NWS) ist damit jedoch nicht vor 2030 zu rechnen.

Da die NWS bis zum Jahr 2030 überwiegend auf H_2-Importe setzt und es dafür bis dahin jedoch noch keine Schiffe geben wird, kann zwischen 2025 und 2030 mit dem Beginn von H_2-Importen mittels Pipeline aus Europa gerechnet werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeit bis zur Etablierung von H_2-Schiffstransporten wird mit dieser Option erst nach 2030 gerechnet.

Der Import von geeigneten Eisenerzpellets wird im Vorfeld der Inbetriebnahme erfolgen müssen und wird dann zunehmend an Bedeutung gewinnen. Der Markt für so genannte DRI-grade Pellets ist heutzutage stark begrenzt, da hierfür Erz mit einem höheren Metallisierungsrad benötigt wird. Mittelfristig könnte auch aus diesem Grund der DRI-BOF-Route eine wichtige Rolle zukommen, da sie auch BG-grade pellets verarbeiten kann.

Dies gilt zumindest solange wie es keine wettbewerbsfähigen DRI-Importe gibt, deren Beginn schwer vorherzusagen ist und hier erst ab 2030 unterstellt wird, wenn auch in anderen Ländern der Ausbau von DRI-Anlagen signifikant zugenommen hat.

Um die Transformation zur THG-neutralen heimischen Stahlproduktion zuverlässig gestalten zu können und zu große Abhängigkeiten von H_2-Importen und damit verbundene Lieferrisiken zu vermeiden, ist heute schon mit dem Ausbau von Elektrolyseanlagen für die eigene Produktion von grünem Wasserstoff zu beginnen und zunehmend zu steigern, bis eine noch zu bestimmende Mindestkapazität zur Versorgung erreicht ist. Für das hier anvisierte Ziel und eine willkürlich unterstellte Untergrenze von 50 % liegt diese in einer Größenordnung von 13,3 GW_{el} Elektrolyseleistung bzw. 28 TWh an Wasserstoff[35]. Verzögerungen bzw. ein zu geringer Ausbau wären durch Importe zu kompensieren oder führten zu geringerer Primärproduktion von DRI.

Die Wahl der Standorte für die Elektrolyseanlagen (onsite am Stahlstandort oder offsite nahe der EE-Stromerzeugung) hat Folgen für die nötigen Infrastrukturen (siehe Kapitel B.5.3.3) und sollte daher einerseits frühzeitig, transparent und möglichst passend zur Anpassungsgeschwindigkeit von Gas- und Stromnetzen festgelegt werden, um Fehlentwicklungen zu reduzieren. Andererseits sind die Standortentscheidungen beim weiteren Ausbau dauerhaft zu überprüfen und ggf. an die Entwicklung der Infrastrukturen anzupassen.

Die entscheidende Voraussetzung für eine insgesamt ausreichend sichere Versorgung der Stahlindustrie ist ein adäquater Ausbau der EE-Stromerzeugung in Deutschland. Dieser sollte noch

[35] Für einen spezifischen H_2-Bedarf von 1,4 MWh pro t DRI, einen Elektrolysewirkungsgrad von 70 % und eine Auslastung der Elektrolyseanlagen von 3000 h/a.

ambitionierter bzw. schneller als heute geplant vorangetrieben werden, um zusätzlich zur allgemeinen Energiewende dezidiert (d. h. nachweisbar) ausreichende Mengen an grünem Wasserstoff und EE-Strom für die Industrie bereitstellen zu können. Alternativ kann die Industrie den Strom oder ggf. auch den Wasserstoff zwar grundsätzlich immer auch über direkte Lieferverträge beschaffen, dies könnte dann jedoch zu Lasten der THG-Reduktionen in anderen Sektoren gehen.

Für die gesteigerte Sekundärstahlproduktion mittels EAF sind rechtzeitig größere Schrottmengen als heute zu beschaffen. Ihre Qualitäten (Sortenreinheit bzw. Ausschluß von Fremdstoffen) bestimmen maßgeblich die mögliche Qualität und damit das Einsatzspektrum der Endprodukte. Daher ist es nach entsprechender Vorbereitung von Daten und Sortiertechniken (siehe Kapitel B.5.3.4 und B.5.3.5) aber voraussichtlich erst später möglich, eine signifikante Erhöhung von hochqualitativen Schrottmengen für die Verarbeitung in EAF sicherzustellen. Dies ist wichtig, um die heutige Wettbewerbsstärke der deutschen Stahlindustrie bei hochwertigen Stählen aufrecht zu halten.

B.5.3.3. Infrastrukturen

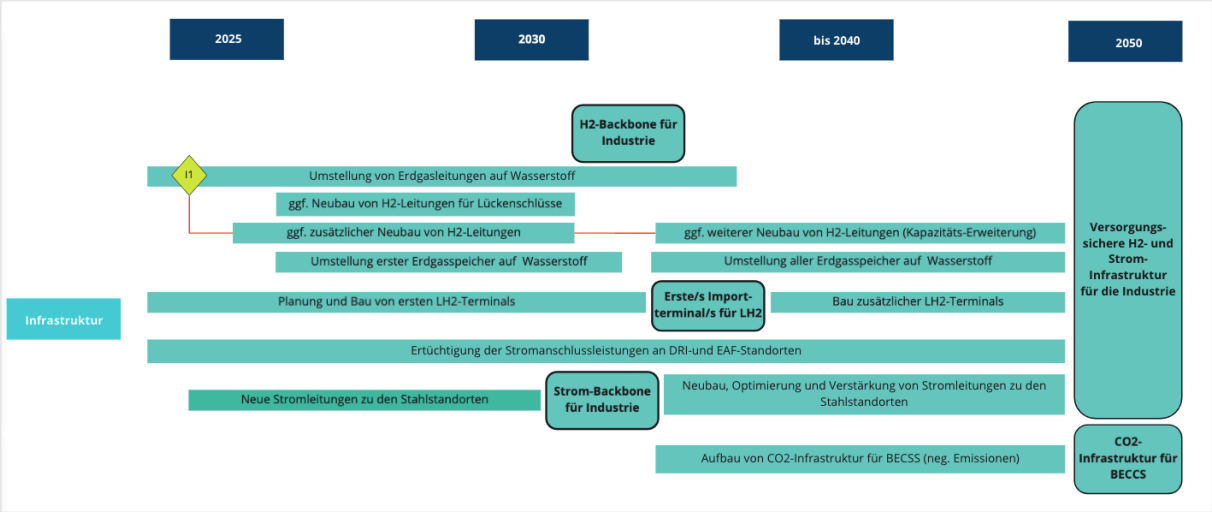


Abbildung B.29: Roadmap-Elemente aus Sicht der Infrastrukturen für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Versorgung der THG-neutralen Stahlproduktion sind die nötigen Infrastrukturen rechtzeitig anzupassen und auszubauen. Dabei sind insbesondere die in der Regel langen Vorlaufzeiten von bis zu zehn Jahren und manchmal auch länger allein für Planungen und Genehmigungen als auch für die Umsetzung zu beachten.

Da langfristig nur noch grüner Wasserstoff verwendet werden darf, ist ausreichend früh eine hinreichende infrastrukturelle Ausgangsbasis in Form eines H_2-backbones für die Stahlindustrie und

ihre Standorte zu schaffen. Dies sollte möglichst schon bis 2030 passieren, um zum einen mit der Belieferung der ersten DRI-Anlagen auch mit Wasserstoff zu beginnen und Betriebserfahrungen zu sammeln. Zum anderen wird dies als wichtig angesehen, um die weiteren Investitionen und Inbetriebnahmen von H_2-DRI-Anlagen infrastrukturell ausreichend zu flankieren. Das H_2-backbone zeichnet sich dafür durch eine Mindestzahl (Kapazität) an H_2-Leitungen zu den DRI-Standorten aus. Dies wird in der kurzen Zeit am besten durch die Umstellung von vorhandenen Erdgasleitungen auf Wasserstoff zu den Standorten gelingen. Je nach heutigem Gasnetzanschluss und Fortschritt bei der Umstellung kann zusätzlich auch der Neubau von eher kurzen H_2-Leitungen für Lückenschlüsse oder auch von längeren H_2-Transportleitungen für die Realisierung des backbones notwendig werden. Dies sollte früh und regelmäßig evaluiert werden, um mit den Planungen rechtzeitig beginnen zu können.

Für eine sichere H_2-Versorgung der Stahlindustrie und als Teil des H_2-backbones sind darüber hinaus auch rechtzeitig erste H_2-Speicher vorzubereiten und in Betrieb zu nehmen. Aufgrund der relativ großen benötigten Mengen bietet sich dafür vorzugsweise und analog zu den Leitungen die Umstellung von bestehenden Erdgasspeichern auf Wasserstoff an. Eine erste Umstellung sollte möglichst bis zum Jahr 2030 erfolgen, anschließend sind sukzessive alle Erdgasspeicher auf Wasserstoff umzustellen, um die Versorgungssicherheit mit grünem Wasserstoff zu erhöhen und die bestehenden Infrastrukturen bestmöglich weiter nutzen zu können.

Falls sich das H_2-backbone nicht so schnell realisieren lässt, müssten die DRI-Anlagen länger mit Erdgas betrieben werden. Dies hätte zur Folge, dass die CO_2-Emissionen nicht so schnell gesenkt und auch H_2-Importe noch nicht in dem erforderlichen Umfang genutzt werden können. Die Transformation könnte dadurch empfindlich gehemmt und verzögert werden.

Ähnlich verhält es sich mit dem Strom-backbone, das zeitgleich zum H_2-backbone oder im Falle von onsite Elektrolyseanlagen ggf. auch schon früher verfügbar sein sollte. Das bedeutet, dass die bestehenden Stromnetzanschlüsse an den Standorten von DRI und EAF bezogen auf die künftig zu erwartenden Leistungsnachfragen überprüft und ertüchtigt werden. Zugleich ist das Stromnetz im Hinblick auf die zunehmende künftige Stromnachfrage an den Standorten zunächst bis zur mittelfristig nötigen Mindestkapazität auszubauen. Anschließend sind durchgängig und vorzeitig weitere Optimierungen, Verstärkungen und Neubauten des Stromnetzes durchzuführen, um Engpässe bei der Versorgung und damit Verzögerungen bei der Umsetzung der Transformation zu vermeiden. Die Planungen sollten sich dabei an den standortspezifischen Planungen der Stahlindustrie orientieren und weniger ambitionierte Entwicklungen, wie sie bisher in dem Szenariobündel des Strom-NEP mit enthalten sind, ignorieren. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der nötige Netzausbau zu spät erkannt und begonnen wird.

Für die erst langfristig zu erwartenden H_2-Importe über den Seeweg sollte trotzdem schon heute mit der Planung und Genehmigung von entsprechenden Entladeterminals für flüssigen Wasserstoff begonnen werden, da es sich hierbei zum Teil um gänzlich neue und (technisch sowie rechtlich) noch nicht spezifizierte Technologien handelt. Ein erstes LH_2-Terminal sollte dennoch schon zwischen 2030

und 2040 zur Verfügung stehen, um die Versorgung über H_2-Importe erweitern und absichern zu können.

Beim langfristig notwendigen Ersatz von Erdgas durch Biomasse oder EE-Synthesegas (siehe unten) sollte frühzeitig entschieden werden, ob dieses an den Industriestandorten mit CCS gekoppelt werden muss, um auch negative Emissionen zu erzielen. Für diesen Fall ist spätestens ab dem Jahr 2030 mit der Planung, Genehmigung und dem Aufbau der entsprechenden Infrastrukturen für den Abtransport der CO_2 -Emissionen zu beginnen. Dabei sollte auf Synergieeffekte mit den ohnehin zu schaffenden CO_2 -Infrastrukturen für die Zementindustrie geachtet werden.

B.5.3.4. Technologien

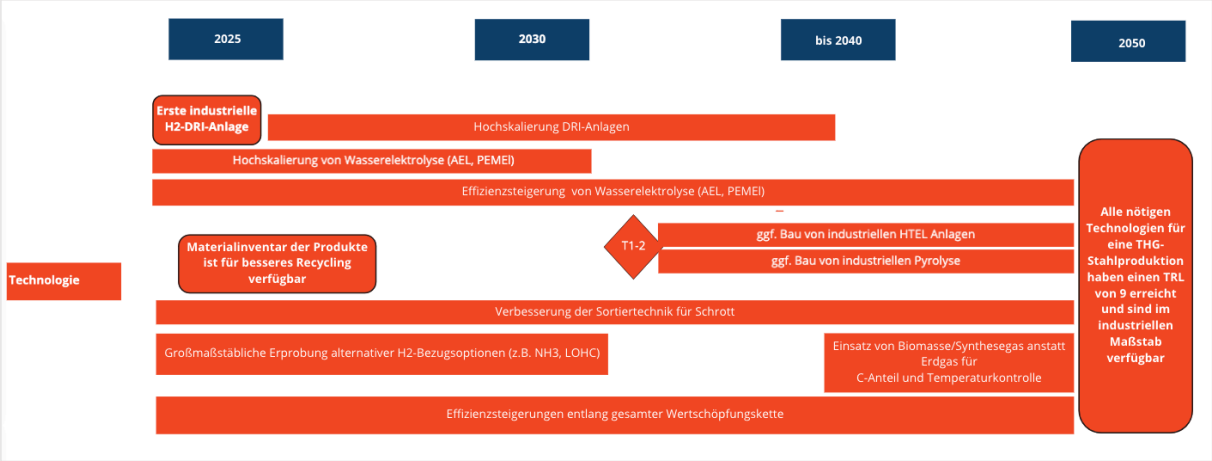


Abbildung B.30: Roadmap-Elemente aus Sicht der Technologien für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Um das ambitionierte Ziel der THG-neutralen Stahlerzeugung in Deutschland zu erreichen werden entsprechende Technologien im großindustriellen Maßstab benötigt. In diesem Zusammenhang wird als relevanter Meilenstein die von Thyssenkrupp am Standort Duisburg geplante Inbetriebnahme der ersten H_2-DRI-Anlage bis zum Jahr 2024 gesehen. Im Hinblick auf ein schnelles scale-up und begrenzte engineering-Kapazitäten müssen europaweit verschiedene technologische Ansätze verfolgt werden (z. B.) das HyL- (Energiron) und Midrexverfahren (Tenova/Danieli). Zudem sollten weitere DRI-Stahlverfahren neben dem EAF weiter verfolgt werden.

Darauf aufbauend erfolgt mittelfristig die Hochskalierung der Kapazitäten. Parallel bleiben Effizienzsteigerungen für DRI-Anlagen sowie für die gesamte Wertschöpfungskette (z. B. Walzwerke, Querschnittstechnologien) durchgängig essenziell für das Gelingen einer konkurrenzfähigen THG-neutralen Stahlproduktion. Im Zusammenhang mit der Stahlerzeugung ist zuletzt (2040 bis 2050) darauf zu achten, dass dann auch das restliche Erdgas in den DRI-Anlagen, welches den benötigten

Kohlenstoffanteil bereitstellt, durch feste Biomasse oder auf erneuerbaren Energien basierendes Synthesegas ersetzt wird.

Eine Grundvorrausetzung für den Betrieb von H_2-DRI-Anlagen ist preiswerter und ausreichend zur Verfügung stehender grüner Wasserstoff, welcher mittels Wasserelektrolyse und aus erneuerbaren Energiequellen stammenden Strom erzeugt wird. Aktuell ist die Wasserstoffproduktion via Wasserelektrolyse noch deutlich kostenintensiver gegenüber dem herkömmlichen Verfahren der Dampfreformierung, welches meist auf Erdgas beruht. Um zukünftig konkurrenzfähig preiswerten Wasserstoff zu erzeugen, müssen die aktuell am aussichtsreichsten geltenden Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren (PEM- und alkalische Elektrolyseure) mittelfristig hinsichtlich ihrer Kapazität zur großindustriellen Anwendung weiterentwickelt werden und langfristig Umwandlungseffizienz gesteigert werden.

Ab etwa Mitte der 2030er Jahre könnten die Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren durch die effizientere Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL), die Pyrolyse von Methan oder gecracktes grünes Ammoniak als weitere Wasserstofferzeugungstechnologien bzw. als Wasserstoffquellen ergänzt werden. Entscheidend zur Nutzung der HTEL und der Pyrolyse von Methan ist das Gelingen einer funktionstüchtigen industriellen Anwendung, welche maßgeblich auch von Fördergeldern vom Staat und/oder EU abhängig ist. Diesbezüglich sollten kurz- bis mittelfristig entsprechende Evaluierungen der Forschung und Entwicklung vorgenommen und ihre Ausrichtung durch die Forschungspolitik ggf. angepasst werden. In Bezug auf die Wasserstoffrückgewinnung aus importiertem grünem Ammoniak ist es ratsam, bis 2030 eingängig zu prüfen, ob eine großskalige Anwendung möglich und systemdienlich ist – das Cracken von Ammoniak benötigt sehr viel thermische und elektrische Energie (ca. 30 % des enthaltenden Wasserstoffs würden verloren gehen bzw. für die Energiebereitstellung gebraucht werden).

Für die Erhöhung des Anteils von nutzbaren Stahlschrott, welcher in EAF direkt eingesetzt wird (Sekundärstahlproduktion) oder zusammen mit Eisenschwamm beigemischt wird (Primärstahlproduktion), wird ein verbessertes Recyclingverfahren benötigt. Denn es existiert eine große Vielzahl von Stählen mit unterschiedlichsten stofflichen Zusammensetzungen sowie Legierungen. Folglich ist es von essentieller Bedeutung genau zu wissen, welche Materialanteile in dem jeweiligen Stahlschrott enthalten sind, um neue Stähle, ihren Vorgaben entsprechend, herstellen zu können. Als wichtige Voraussetzung für ein verbessertes Recyclingsystem sehen die Autoren der Roadmap die zeitnahe Entwicklung und Implementierung eines vollumfänglichen, dezidierten und digital verfügbaren Materialinventars aller Stahlprodukte, sodass zukünftiges Recyceln von Stählen und deren Wiederverwendung erleichtert wird. Um das Recycling adäquat umzusetzen werden bessere technische Sortierverfahren für Stahlschrott benötigt. Da dies ein langwieriger und ein fortlaufend zu verbessender Prozess ist sollte die technische Weiterentwicklung umgehend beginnen und langfristig fortgesetzt werden.

B.5.3.5. Politik

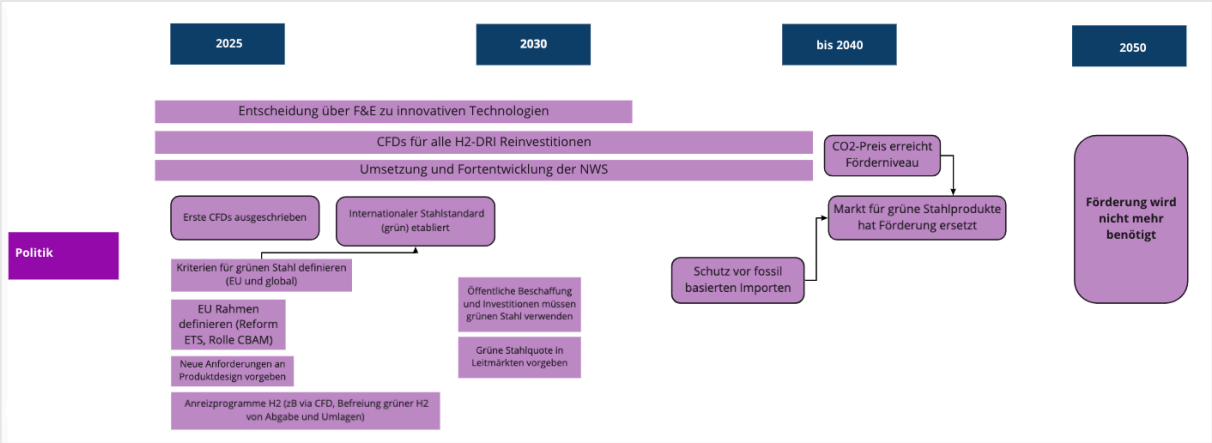


Abbildung B.31: Roadmap-Elemente aus Sicht der Politik für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Die technische und investitionsintensive Umstellung der fossil basierten Stahlproduktion auf THG-neutrale Alternativen braucht in der Übergangsphase eine starke politische und finanzielle Flankierung. Damit marktbasierte Lösungen die Förderinstrumente langfristig ersetzen können, müssen jedoch bereits heute die dafür notwendigen Rahmenbedingungen ausgestaltet werden.

Kurzfristig bedarf es dafür auf nationaler Ebene einer schnellen Ausschreibung von Klimaschutzverträgen (Contracts for Difference, CFDs) zur Absicherung der Mehrkosten einer klimafreundlichen Stahlproduktion. Mit diesen kann über einen fest definierten Zeitraum Investitionssicherheit für die Stahlproduzenten gewährleistet und so ein unbürokratischer Einstieg in die Direktreduktionstechnologie sowie die Wasserstoffwirtschaft geschafft werden. Die Notwendigkeit hierzu wurde von der Bundesregierung erkannt, Klimaschutzverträge werden beispielsweise in der Eröffnungsbilanz Klimaschutz als zentrales Instrument für die Industrietransformation bezeichnet [1]. Nun muss es darum gehen, die rechtliche und finanzielle Ausgestaltung schnellstmöglich umzusetzen und erste Verträge mit definierten Transformationspfaden abzuschließen. Denkbar sind einerseits CFDs mit den Stahlproduzenten selbst, um deren Mehrkosten beim Betrieb von Direktreduktionsanlagen zu decken. Andererseits sind auch Klimaschutzverträge als Anreizprogramm für die Erzeugung und Bereitstellung von grünem Wasserstoff vorstellbar. Diese hätten ebenfalls unmittelbar Wirkung auf die Stahlindustrie, da die Bereitstellung von grünem Wasserstoff mit Abstand den größten Kostenblock bei einer klimafreundlichen Stahlproduktion darstellt (siehe Kapitel B.5.3 für Details). Nach einer ersten Anlaufphase bedarf es voraussichtlich für alle klimafreundlichen Reinvestitionen in den 2020er und 2030er Jahren eine Absicherung über CFDs. Gleichzeitig muss die sich gegenwärtig in Revision befindliche Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung weiter ambitioniert ausgebaut und umgesetzt werden, damit sowohl heimisch erzeugter als auch importierter

grüner Wasserstoff die Stahltransformation ermöglicht und eventuelle Brückentechnologien wie Erdgas schnellstmöglich auslaufen können.

Auf europäischer Ebene ist *kurzfristig* vor allem eine klimakompatible Reform des gegenwärtigen Emissionshandels (Emission Trading Scheme, ETS) vonnöten. Zentrale Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele und eine Ablösung politischer Förderung durch marktbasierte Lösungen ist ein steigender CO_2-Preis. Faktisch verhindert die gegenwärtige freie Zuteilung von Emissionszertifikaten als Schutz vor Carbon Leakage jedoch den Umstieg auf innovative Produktionsprozesse. Daher gilt es, die zukünftige Rolle der gegenwärtig etablierten sowie die in Diskussion befindlichen Instrumente zum Schutz vor Carbon Leakage zügig zu definieren, hierzu zählen insbesondere sogenannte Grenzausgleichsmechanismen (Carbon Border Adjustement, CBAM) und die freie Zuteilung von Emissionszertifikaten. Unabhängig von Förderinstrumenten müssen zudem auf europäischer und globaler Ebene schnellstmöglich einheitliche Kriterien für grünen Stahl diskutiert und festgelegt werden. Dies ist zur Vermeidung von Fehlinvestitionen von hoher Bedeutung, zudem dürften in den kommenden Jahrzehnten absehbar unterschiedliche Lösungsansätze mit jeweils spezifischen Umwelt- und Klimabelastungen verfolgt werden.

Neben der angebotsseitigen Unterstützung ist auch die Förderung von Leitmärkten für grüne Stahlprodukte von hoher Relevanz. Falls wesentliche Nachfragesektoren wie die Bau- und Automobilbranche nicht zunehmend auf Grünstahlprodukte zurückgreifen sollten, kann die Nachfrage durch verschiedene Maßnahmen stimuliert werden, beispielsweise durch verpflichtende öffentliche Beschaffung, vorgeschriebene Mindestquoten oder Anrechenbarkeit der Minderungswirkung auf die Klimabilanz des nachfragenden Unternehmens. Neben dem Aufbau einer klimafreundlichen Primärstahlproduktion sollte jedoch die deutlich energieeffizientere Sekundärstahlerzeugung nicht aus dem Blick verloren werden. Auch hier hat die Politik Möglichkeiten, Menge und Qualität des Schrotteinsatzes zu beeinflussen, indem beispielsweise verpflichtende Standards für das Produktdesign erlassen werden, welche den gesamten Lebenszyklus von Gütern umfassen und die Recyclingfähigkeit am Produktlebensende voraussetzen. Die auf EU- und Bundesebene bereits bestehenden Ansätze (wie die Eco-Design Richtlinie) sollten hierfür erweitert werden. Flankiert werden kann dies auch durch verbindliche Sekundärstahlquoten für bestimmte Produkte, die dann bei der Herstellung einen konkreten Anteil an Schrott beinhalten müssen.

Langfristig, d. h. etwa ab den 2040er Jahren müssen über den CO_2-Preis die Kosten für eine klimaschädliche Produktion jene einer klimafreundlichen Produktion übersteigen. In diesem Fall wird keine explizite finanzielle Förderung mehr benötigt und ein Markt für grüne Stahlprodukte hat die Flankierung über einen policy-Mix ersetzt. Eine wichtige Voraussetzung ist jedoch, dass ein wirksamer Schutz vor günstigen, fossil-basierten Stahlimporten besteht (beispielsweise durch CBAM).

B.5.3.6. Markt

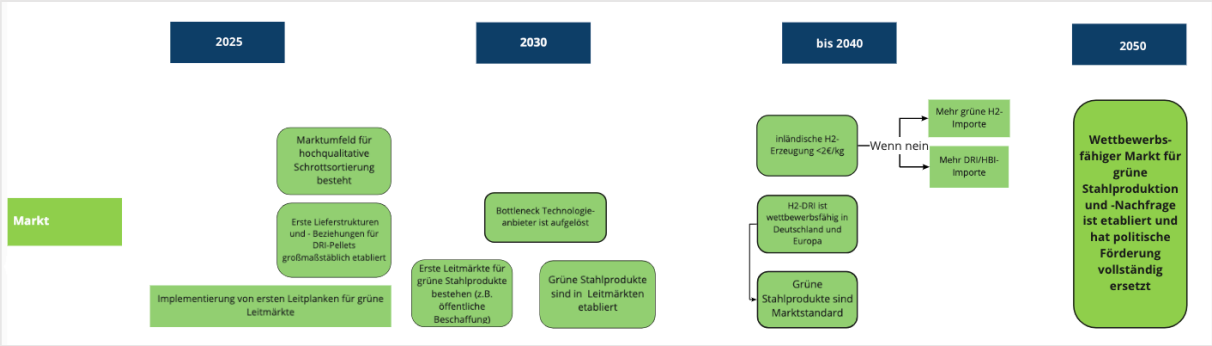


Abbildung B.32: Roadmap-Elemente aus Sicht des Markts für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050
Quelle: Eigene Darstellung.

Die oben beschriebenen politischen Maßnahmen sind eine wichtige Voraussetzung für die Etablierung eines Marktumfelds, welches für zunehmende Anteile von klimafreundlichem Stahl förderlich ist und sollten langfristig gänzlich durch marktbasierte Lösungen ersetzt werden.

Kurzfristig, d. h. in den kommenden Jahren wird es vor allem um die Ausgestaltung von grünen Leitmärkten und die Etablierung von Lieferbeziehungen zu Eisenerz- bzw. DRI-Exporteuren gehen. Daneben ist die Etablierung eines für hochqualitative Schrottsortierung förderlichen Marktumfelds wichtig, um zunehmende Anteile von Sekundärstahlerzeugung zu ermöglichen. Derzeit können aufwändige Trenn-Verfahren kaum über die erzielbaren Preise realisiert werden - dies gilt insbesondere für Verunreinigungen mit Kupfer – weshalb Schrott heute häufig exportiert und in anderen Ländern zu Stahlprodukten mit niedriger Qualität verarbeitet wird [1]. Auf diese Weise bleiben die Einsatzmöglichkeiten für Sekundärstähle stark begrenzt. Je höher die Kosten für Primärstahl – beispielsweise wegen steigender CO_2-Kosten oder Technologiewechsel auf klimafreundliche Alternativen – bzw. je strikter die politischen Vorgaben zum Produktdesign desto eher werden recyclingfähige Endprodukte und arbeitsintensive Schrottsortierungen ökonomisch sinnvoll.

Mittelfristig, d. h. in der ersten Hälfte der 2030er Jahre müssen Leitmärkte (z. B. innerhalb der Bauwirtschaft oder Automobilproduktion) für grüne Stahlprodukte etabliert sein. Wie bereits oben geschildert, kann dies durch verschiedene Maßnahmen von der Politik flankiert werden. Eine wichtige Voraussetzung für den fortlaufenden Ausbau der DRI-Anlagen und den zunehmenden Ersatz der verbleibenden Hochöfen ist der Markteintritt weiterer Technologieanbieter und -Anlagenbauer. Derzeit gibt es hier global nur sehr wenige Unternehmen (insb. Tenova und Midrex), weshalb ein weltweiter DRI-Hochlauf ohne weitere Marktakteure zu erheblichen Kapazitätsengpässen führen wird.

Langfristig, d. h. etwa ab den 2040er Jahren wird die wasserstoffbasierte Direktreduktion in Deutschland und Europa wettbewerbsfähig sein, sowohl zu anderen Weltregionen als auch zur gegenwärtigen Hochofenroute. Zentrale Voraussetzung dafür ist nach [2] eine Verfügbarkeit von günstigem Wasserstoff am Markt zu Kosten von <2 €/kg. Sollte diese Zielmarke weder durch inländische Erzeugung noch durch Importe erreicht werden, könnte ein Verlust von Teilen der Wertschöpfungskette resultieren. Denkbar ist perspektivisch eine hochflexible Stahlproduktion in Deutschland, welche sich je nach Marktlage richtet und abhängig von Verfügbarkeit und Preisen für EE-Strom, Wasserstoff und DRI/HBI-Importen agiert. Dies würde die Stahlkosten vermutlich senken und das Energiesystem entlasten, potentiell jedoch Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Branche nach sich ziehen (siehe auch Abschnitt „Industrie“).

B: LITERATURANGABEN

[1] Eurofer, „A steel roadmap for a low carbon Europe 2050“. 2013.
[2] Eurofer, „Low-Carbon-Roadmap-Pathways-to-a-CO2-neutral-European-Steel-Industry“. 2019.
[3] IEA, Hrsg., „Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking“. 2020.
[4] A. Ito, „The future of steelmaking“, 2020.
[5] Agora Energiewende, Hrsg., „Klimaneutrale Industrie (Hauptstudie) Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement“. 2019.
[6] Material Economics, „Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://europeanclimate.org/wp-content/uploads/2019/04/Industrial-Transformation-2050.pdf
[7] M. Schimmel, „Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie“, S. 19, 2019.
[8] BDI, BCG, und Prognos, Hrsg., „Klimapfade_fuer_Deutschland“. 2018.
[9] S. Wilke, „Emissionen aus Betrieben der Metallindustrie“, *Umweltbundesamt*, 7. September 2020. https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/industrie/emissionen-aus-betrieben-der-metallindustrie (zugegriffen 29. Januar 2021).
[10] C. G. F. Bataille, „Physical and policy pathways to net-zero emissions industry“, *WIREs Climate Change*, Bd. 11, Nr. 2, März 2020, doi: 10.1002/wcc.633.
[11] M. Weigel, „Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel“, 2014.
[12] Y. Chan, L. Petithuguenin, T. Fleiter, A. Herbst, M. Arens, und P. Stevenson, „Part 1: Technology Analysis“, S. 124, 2019.
[13] Bellona, „Hydrogen in steel production: what is happening in Europe – part one“, *Bellona.org*, 4. März 2021. https://bellona.org/news/climate-change/2021-03-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-one (zugegriffen 28. Mai 2021).
[14] H. Böck und Klimareporter, „Wie die Begrünung der Stahlindustrie scheiterte“, *klimareporter°*, 24. Oktober 2020. http://www.klimareporter.de/technik/wie-die-begruenung-der-stahlindustrie-scheiterte (zugegriffen 28. Mai 2021).
[15] European Commission. Directorate General for Research and Innovation., *ULCOS top gas recycling blast furnace process (ULCOS TGRBF): final report.* LU: Publications Office, 2014. Zugegriffen: 28. Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://data.europa.eu/doi/10.2777/59481
[16] Y. Junjie, „Progress and Future of Breakthrough Low-carbon Steelmaking Technology (ULCOS) of EU“, *International Journal of Mineral Processing and Extractive Metallurgy*, Bd. 3, Nr. 2, S. 15, 2018, doi: 10.11648/j.ijmpem.20180302.11.
[17] Satyendra, „Circored and Circofer processes of ironmaking – IspatGuru“, *Circored and Circofer processes of ironmaking*, 24. Februar 2018. https://www.ispatguru.com/circored-and-circofer-processes-of-ironmaking/ (zugegriffen 19. März 2021).
[18] IEA, „Iron and Steel Technology Roadmap - Towards more sustainable steelmaking“, S. 190, 2020.
[19] Agora Energiewende, Hrsg., „Klimaneutrale Industrie (Hintergrundmaterial) Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement“. 2019.
[20] „Uniper unterstützt Stahlindustrie bei Reduzierung von CO2“, *Uniper unterstützt Stahlindustrie bei Reduzierung von CO2*, 24. Juni 2020. https://www.uniper.energy/news/de/uniper-unterstuetzt-stahlindustrie-bei-reduzierung-von-co2 (zugegriffen 30. April 2021).
[21] A. Keys, M. van Hout, und B. Daniëls, „HYDROGEN DIRECT REDUCTION STEELMAKING (HYBRIT) WITH EXTERNAL HYDROGEN PRODUCTION – Technology Factsheet“, S. 2, 2020.
[22] M. Schimmel, „Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie“, S. 19, 2020.

[23] Y. Junjie und K. West, „TECHNOLOGY FACTSHEET: LOW-TEMPERATURE ELECTROWINNING FOR STEELMAKING (ULCOWIN)“. 2018. Zugegriffen: 5. Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: http://www.sciencepublishinggroup.com/journal/paperinfo?journalid=371&doi=10.11648/j.ijmpem.20180302.11
[24] Y. Junjie und K. West, „TECHNOLOGY FACTSHEET: HIGH-TEMPERATURE MOLTEN OXIDE ELECTROLYSIS STEELMAKING (ULCOLYSIS)“. 2018. Zugegriffen: 5. Mai 2021. [Online]. Verfügbar unter: http://www.sciencepublishinggroup.com/journal/paperinfo?journalid=371&doi=10.11648/j.ijmpem.20180302.11
[25] Tata Steel, Hrsg., „The HIsarna Ironmaking Process“. 2017.
[26] West und Junjie, „Technology Factsheet - HISARNA“. 2020.
[27] A. Keys, M. van Hout, und B. Daniëls, „Decarbonisation options for the Dutch steel industry“, S. 65, Nov. 2019.
[28] Tata Steel, Hrsg., „HISARNA: BAHNBRECHEND FÜR DIE STAHLINDUSTRIE“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stahleisen.de/wp-content/uploads/2020/03/Faktenblatt_HIsarna.pdf
[29] Y. Junjie, „Progress and Future of Breakthrough Low-carbon Steelmaking Technology (ULCOS) of EU“, *International Journal of Mineral Processing and Extractive Metallurgy*, Bd. 3, Nr. 2, S. 15, 2018, doi: 10.11648/j.ijmpem.20180302.11.
[30] Navigant Energy Germany, „Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie“, 2020.
[31] IEA, „Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry“, International Energy Agency (IEA), 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.wbcsd.org/Sector-Projects/Cement-Sustainability-Initiative/Resources/Technology-Roadmap-Low-Carbon-Transition-in-the-Cement-Industry
[32] Roussanaly, Fu, Voldsung, Anantharaman, Spinelli, und Romano, „Techno-economic Analysis of MEA CO2 Capture from a Cement Kiln – Impact of Steam Supply Scenario“, *Energy Procedia*, Bd. 114, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1761.
[33] T. Adisorn *u. a.*, „Landscaping - Untersuchungen der Anforderung an die energieintensive Wirtschaft und den Standort NRW im Übergang zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem der Zukunft : Abschlussbericht“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal, Projektbericht, Juli 2018. Zugegriffen: 9. Juli 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7233
[34] ECRA, „Development of state of the art-techniques in cement manufacturing: Trying to Look Ahead (2017)“, European Cement Research Academy (ECRA), Düsseldorf, Geneva, CSI/ECRA-Technology Papers, März 2017.
[35] „CEMCAP“, *CEMCAP*, 2018. http://www.sintef.no/projectweb/cemcap/ (zugegriffen 27. März 2020).
[36] P. Markewitz, L. Zhao, und M. Robinius, „Technologiebericht 2.3 CO2- Abscheidung und Speicherung (CCS)“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/files/7051/7051_CCS.pdf
[37] CEMCAP, „1. Publishable Summary - Summary of the context and overall objectives of the project (CEMCAP)“, CEMCAP, 2016. Zugegriffen: 11. November 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/results/
[38] IREES, „Klimaschutz durch Energieeffizienz II: Konzept zur Erhöhung der Energieeffizienz und Erschließung von Treibhausgas- Minderungspotenzialen in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen - Herausforderungen und Chancen des Transformationsprozesses in der deutschen Industrie bis 2050“, Karlsruhe, Berlin, Apr. 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/170412_Transformationsprozess-der-Industrie-2050.pdf
[39] Agora Energiewende und Wuppertal Institut, Hrsg., „Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement“. Berlin, 2019.
[40] Cembureau, „Cementing the European Green Deal: Reaching Climate Neutrality Along the Cement and Concrete Value Chain By 2050“. 2020. Zugegriffen: 18. September 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://cembureau.eu/media/kuxd32gi/cembureau-2050-roadmap_final-version_web.pdf

[41] Öko-Institut e.V, „Potenziale und Chancen der Technologie zur CO2-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen“, Short study on behalf of WWF Germany, Berlin, 2012. Zugegriffen: 14. November 2014. [Online]. Verfügbar unter: www.oeko.de/oekodoc/1504/2012-070-de.pd
[42] Dubois, Laribi, Mouhoubi, Weireld, und Thomas, „Study of the Post-combustion CO2 Capture Applied to Conventional and Partial Oxy-fuel Cement Plants“, *Energy Procedia*, Bd. 114, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1756.
[43] M. Fischedick, K. Görner, und M. Thomeczek, Hrsg., *CO_2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015. doi: 10.1007/978-3-642-19528-0.
[44] IREES, „Prozessemissionen in der deutschen Industrie und ihre Bedeutung für die nationalen Klimaschutzziele - Problemdarstellung und erste Lösungsansätze“. 2018. Zugegriffen: 11. November 2019. [Online]. Verfügbar unter: http://www.irees.de/irees-wAssets/docs/publications/projektbericht-report/180716_IREES_AP4_Prozessemissionen.pdf
[45] S. Gardarsdottir *u. a.*, „Comparison of Technologies for CO2 Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis“, *Energies*, Bd. 12, Nr. 3, S. 542, Feb. 2019, doi: 10.3390/en12030542.
[46] T. Hills, D. Leeson, N. Florin, und P. Fennell, „Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, Progress, and Retrofitting“, *Environmental Science & Technology*, Bd. 50, Nr. 1, S. 368–377, 2016, doi: 10.1021/acs.est.5b03508.
[47] Ruppert, Wagener, Palm, Scheuer, und Hoenig, „Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie – UFOPLAN FKZ 3716 36 320 0 – 11/2018“, S. 152, 2020.
[48] Thienel, „Eisenhüttenschlacken und Hüttensand“. 2017.
[49] Winnefeld und Leemann, „Nachhaltige Betone mit alternativen Bindemittelsystemen – was wird die Zukunft bringen?“ 2017. Zugegriffen: 18. September 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/317042749_Nachhaltige_Betone_mit_alternativen_Bindemittelsystemen_-_was_wird_die_Zukunft_bringen
[50] UBA, „Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten“. 2019. Zugegriffen: 17. September 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/190215_uba_fachbrosch_rtd_bf.pdf
[51] FutureCamp und DECHEMA, Hrsg., *Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. 2019. Zugegriffen: 8. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://edocs.tib.eu/files/e01fn19/1682254917.pdf
[52] K. Arnold, G. Kobiela, und A. Pastowski, „Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende“, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, Dez. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605D04BB3D300366E0539A695E860862/live/document/4.3_Power-to-liquids_chemicals.pdf
[53] Material Economics, „Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry.“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://europeanclimate.org/wp-content/uploads/2019/04/Industrial-Transformation-2050.pdf
[54] A. Otto, „Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie“, Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, ISBN 978-3-95806-064-7, 2015.
[55] P. Tian, Y. Wei, M. Ye, und Z. Liu, „Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization“, *ACS Catalysis*, Bd. 5, Nr. 3, S. 1922–1938, März 2015, doi: 10.1021/acscatal.5b00007.
[56] A. M. Bazzanella und F. Ausfelder, „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Juni 2017.
[57] „German Notes on BAT for the production of Large Volume Solid Inorganic Chemicals - Soda (Endbericht)“. Umweltbundesamt (UBA), Juni 2001.

[58] M. Garside, „Soda ash production wordwide from 2010 to 2019“, *https://www.statista.com*, 14. Februar 2020. https://www.statista.com/statistics/587223/sodium-carbonate-production-worldwide/
[59] T. Fleiter und Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Hrsg., *Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Stuttgart: Fraunhofer-Verl, 2013.
[60] C. Jacobs und V. Binoche, „Solvays Biomasse-Kessel soll CO2-Emissionen senken und Wettbewerbsfähigkeit des Rheinberger Werkes erhöhen“, *https://www.solvay.de*, 25. Februar 2019. https://www.solvay.de/sites/g/files/srpend281/files/tridion/documents/2019-02-25-RB-Solvays%20Biomasse-Kessel-soll-CO2-Emissionen-senken.pdf
[61] D. Saygin, M. K. Patel, C. Tam, und D. J. Gielen, „CHEMICAL AND PETROCHEMICAL SECTOR Potential of best practice technology and other measures for improving energy efficiency“. International Energy Agency (IEA), September 2009. [Online]. Verfügbar unter: https://webstore.iea.org/chemical-and-petrochemical-sector
[62] (European IPPC Bureau) European Commission, „Large Volume Inorganic Chemicals - Solids and Others industry“. August 2007. [Online]. Verfügbar unter: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/large-volume-inorganic-chemicals-solids-and-others-industry
[63] A. Breitkopf, „Gaspreis nach Verbrauchergruppen in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2019“, *statista.com*, 28. November 2019. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154961/umfrage/gaspreis-nach-verbrauchergruppe-seit-2006/ (zugegriffen 8. Oktober 2020).
[64] S. Lechtenböhmer, S. Nanning, H.-G. Buttermann, und B. Hillebrand, „Bilanzierung der Gewinnung und Verwendung von Kalkstein und Ausweisung der CO -Emissionen“. Umweltbundesamt (UBA), November 2006.
[65] SCI4climate.NRW, „Metaanalyse von Klimaschutzszenarien für die Branchen Stahl, Zement und Chemie“. 2021. Zugegriffen: 14. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_SCI4climate.NRW/Szenarien/2020/metaanalyse-von-klimaschutzszenarien-fuer-die-branchen-stahl-zement-und-chemie-cr-sci4climatenrw.pdf
[66] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Treibhausgas-Emissionsinventar Nordrhein-Westfalen 2017 - LANUV Fachbericht 95“. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/LANUV-Fachbericht_95_WEB.pdf
[67] Umwelt Bundesamt (DEHSt), „Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2019“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3
[68] Bundesregierung, Hrsg., „Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften“. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2019 Teil I Nr. 48, 12. Dezember 2019. Zugegriffen: 12. Januar 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*%5B@attr_id=%27bgbl119s2513.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s2513.pdf%27%5D__1644508907908
[69] Prognos, Öko-Institut, und Wuppertal Institut, „Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals Studie (im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität)“, Berlin, Wuppertal, Nov. 2020. Zugegriffen: 23. Dezember 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://static.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2020/KNDE2050/A-EW_195_KNDE_Langfassung_DE_WEB.pdf
[70] S. Samadi, S. Lechtenböhmer, P. Viebahn, und A. Fischer, „Renewables Pull - Verlagerung industrieller Produktion aufgrund unterschiedlicher Kosten erneuerbarer Energien“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 71, Nr. 7–8, S. 10–13, 2021.
[71] A. Kreus, Hrsg., *Fundamente - Kursthemen. ind: Industrie, Dienstleistungen / von Arno Kreus*, 1. Aufl. Stuttgart: Klett, 2006.

[72] OECD, „Steel Market Developments“, 2021. https://www.oecd.org/sti/ind/steel-market-developments.htm (zugegriffen 21. Februar 2022).
[73] Worldsteel Association, „Steel statistical yearbook - China“. https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/steel-statistical-yearbook/ (zugegriffen 2. März 2022).
[74] O. G??l und P. Lauenstein, *Branchenanalyse Stahlindustrie Entwicklungstrends und Zukunftschancen*. 2017. Zugegriffen: 2. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:101:1-201807261038521908820 1
[75] OECD, „Steel Data and Resources“, Dezember 2020. https://www.oecd.org/industry/ind/steel-data-and-resources.htm (zugegriffen 23. März 2022).
[76] tagesschau, „Warum Opel-Jobs nach Marokko verlagert werden könnten“, *tagesschau.de*, 2021. https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/opel-ruesselsheim-stellenverlagerung-afrika-101.html (zugegriffen 21. Februar 2022).
[77] Agora Energiewende, Future Camp, und Wuppertal Institut, „Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Rechner für die Abschätzung der Transformationskosten einer klimafreundlichen Primärstahlproduktion“. 2021.
[78] GTAI, „Lohnkosten | Bericht Wirtschaftsumfeld | Marokko“, 2020. https://www.gtai.de/gtai-de/trade/marokko/wirtschaftsumfeld1/lohnkosten-235436 (zugegriffen 23. Februar 2022).
[79] Statista, „Statistiken zu Deutschland“, *Statistiken zu Deutschland*, 2022. https://de.statista.com/themen/105/deutschland/#dossierContents__outerWrapper (zugegriffen 2. März 2022).
[80] Statista, „Statistiken zu Nordrhein-Westfalen“, *Statistiken zu Nordrhein-Westfalen*, 2022. https://de.statista.com/themen/1547/nordrhein-westfalen/#topicHeader__wrapper (zugegriffen 2. März 2022).
[81] Wirtschaftskammer Österreich, „Länderprofil MAROKKO“. 2022. Zugegriffen: 2. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://wko.at/statistik/laenderprofile/lp-marokko.pdf
[82] LANDESBETRIEB IT.NRW, „Amtliche Statistiken zum Thema: Energie“, 2022. https://www.it.nrw/statistik/wirtschaft-und-umwelt/umwelt/energie#:~:text=Im%20Jahr%202017%20lag%20der,niedriger%20als%20ein%20Jahr%20zuvor (zugegriffen 2. März 2022).
[83] Statistisches Bundesamt, „Energieerzeugung“. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html (zugegriffen 2. März 2022).
[84] IEA, „Morocco - Country Profile“, *Morocco - Country Profile*, 2. März 2022. https://www.iea.org/countries/morocco
[85] Statistisches Bundesamt, „Energieverbrauch Deutschland“. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/_inhalt.html (zugegriffen 2. März 2022).
[86] IEA, „Morocco 2019“. 2019. Zugegriffen: 2. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/138e3195-d0e6-4345-a66c-92ebe4abbeaf/Energy_Policies_beyond_IEA_Countries_Morocco.pdf
[87] ONEE, „RAPPORT D’ACTIVITÉS - 2019 Energie Electrique“. 2019. Zugegriffen: 2. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: http://www.one.org.ma/FR/pdf/Rapport%20d'activit%C3%A9s%20FR%202019.pdf
[88] BMWK, „Stahlindustrie“. Zugegriffen: 2. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Branchenfokus/branchenfokus-stahl-und-metall-01.html
[89] Statista, „Außenhandel von Stahl und Eisen in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2021“, 2022. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/239057/umfrage/deutscher-aussenhandel-von-stahl-und-eisen/
[90] AISU STEEL, „Morocco’s imports of steel and metal scrap has increased“, *Arab Iron & Steel Union*, 21. Dezember 2020. https://aisusteel.org/en/archives/16178 (zugegriffen 22. November 2021).

[91] Fraunhofer IEE, „Global PtX Atlas | Fraunhofer IEE“, 2021. https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/ (zugegriffen 29. September 2021).
[92] MESTEEL, „Morocco: Steel Industry Overview“. https://www.mesteel.com/cgi-bin/w3-msql/goto.htm?url=https://www.mesteel.com/countries/morocco/overview.htm (zugegriffen 22. November 2021).
[93] „Endbericht-2_Konzept_Roadmap_NRW.pdf“.
[94] U. Fiedeler, T. Fleischer, und M. Decker, „Roadmapping als eine Erweiterung des ‚Methoden-Werkzeugkastens‘ der Technikfolgenabschätzung?“, *TATuP*, Bd. 13, Nr. 2, S. 65–70, Aug. 2004, doi: 10.14512/tatup.13.2.65.
[95] R. N. Kostoff und R. R. Schaller, „Science and technology roadmaps“, *IEEE Trans. Eng. Manage.*, Bd. 48, Nr. 2, S. 132–143, Mai 2001, doi: 10.1109/17.922473.
[96] M. Draxler *u. a.*, „Technology Assessment and Roadmapping (Deliverable 1.2)“, 2021.

B: ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung B.1: Räumliche Verteilung industrieller CO_2-Punktquellen in Deutschland 89

Abbildung B.2: Räumliche Verteilung industrieller CO_2-Punktquellen in NRW 90

Abbildung B.3: Branchenspezifische Verteilung der Industrieemissionen in NRW 91

Abbildung B.4: Vereinfachtes Schema des HIsarna© Prozesses für CCS-Nutzung (Keys et al. 2019)..... 113

Abbildung B.5: Jährlicher Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland in PJ pro Jahr 152

Abbildung B.6: Jährliche Treibhausgasemissionen der Industrie in Deutschland in MtCO2 äq..... 154

Abbildung B.7: Entwicklung des Wasserstoffeinsatzes in der deutschen Industrie..... 155

Abbildung B.8: Jährlicher Endenergieverbrauch der Industrie in Nordrhein-Westfalen in PJ pro Jahr 156

Abbildung B.9: Jährliche Treibhausgasemissionen der Industrie in Nordrhein-Westfalen in $MtCO_{2äq.}$ 157

Abbildung B.10: Überblick Standortfaktoren..... 162

Abbildung B.11: Veränderung der Produktionskapazitäten für Rohstahl nach Ländern zwischen den Jahren 2000 und 2019 in Millionen metrischen Tonnen..... 164

Abbildung B.12: Veränderung der Produktionskapazitäten für Rohstahl nach Ländern seit 2019 in Mio. t 164

Abbildung B.13: Überblick Rohstahlimporte nach Deutschland im Jahr 2013 in Millionen metrischen Tonnen 165

Abbildung B.14: Überblick Rohstahlimporte nach Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen 165

Abbildung B.15: Überblick Rohstahlexporte von Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen . 166

Abbildung B.16: Überblick Rohstahlexporte von Deutschland im Jahr 2019 in Millionen metrischen Tonnen . 166

Abbildung B.17: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im Basisszenario 171

Abbildung B.18: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im Basisszenario..... 172

Abbildung B.19: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im progressiven Szenario. Quelle: eigene Darstellung..... 173

Abbildung B.20: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im progressiven Szenario 173

Abbildung B.21: Vergleich der Gesamtkosten für die Stahlproduktion nach Standorten im konservativen Szenario 174

Abbildung B.22: Vergleich der OPEX für die Stahlproduktion nach Standorten im konservativen Szenario 175

Abbildung B. 23: Übersicht über die räumlichen Verzahnungen verschiedener Stahlprozesse in Europa und NRW 179

Abbildung B.24: Resultierende Nennlast einer H_2-DRI-EAF Anlage mit einer Erzeugungskapazität von 1 Mt/a 180

Abbildung B. 25: Stahlstandorte in Marokko 182

Abbildung B.26: Roadmap für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 196

Abbildung B.27: Roadmap-Elemente aus Sicht der Industrie für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050..... 197

Abbildung B.28: Roadmap-Elemente aus Sicht der Versorgung für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 198

Abbildung B.29: Roadmap-Elemente aus Sicht der Infrastrukturen für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 201

Abbildung B.30: Roadmap-Elemente aus Sicht der Technologien für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 203

Abbildung B.31: Roadmap-Elemente aus Sicht der Politik für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 205

Abbildung B.32: Roadmap-Elemente aus Sicht des Markts für eine THG-neutrale Stahlproduktion in Deutschland im Jahr 2050 207

B: TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle B.1: Branchenspezifische Verteilung der Industrieemissionen in NRW und Deutschland 91
Tabelle B.2: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse (1/2) 93
Tabelle B.3: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse (2/2) 94
Tabelle B.4: Auswahl an technologischen Lösungsoptionen für die Defossillierung von Chemie, Stahl und Zement 97
Tabelle B.5: Stahlindustrie - Überblick Defossilierungstechnologien 98
Tabelle B.6: Übersicht über die wesentlichen Eigenschaften von TGR und BOF+CCS/CCU 101
Tabelle B.7: SWOT-Analyse für Hochofen-Konverter-Route plus CCS/CCU 103
Tabelle B.8: Übersicht über die wesentlichen Eigenschaften von HDR+EAF 106
Tabelle B.9: SWOT-Analyse für HDR-Anlagen 108
Tabelle B.10: Techno-ökonomische Eigenschaften der Eisenelektrolyse 111
Tabelle B.11: SWOT-Analyse für die NT-Eisenelektrolyse (nach ULCOWIN) 112
Tabelle B.12: Übersicht über die zentralen Eigenschaften von HIsarna© 116
Tabelle B.13: SWOT-Analyse für den HIsarna© Prozess 117
Tabelle B.14: Zementindustrie - Überblick Defossilierungstechnologien 118
Tabelle B.15: SWOT-Analyse Carbon Capture and Storage via Post-Combustion Technologie 122
Tabelle B.16: SWOT-Analyse zu Carbon Capture and Storage via Oxyfuel-Technologie 124
Tabelle B.17: SWOT-Analyse zu Klinkersubstituten 127
Tabelle B.18: SWOT-Analyse für MTO/MTA als Alternative zu konventionellen Steam-Crackern 132
Tabelle B.19: SWOT-Analyse für alternative Soda-Produktion 135
Tabelle B.20: SWOT-Analyse: CO_2-Abscheidung für die prozessbedingten Emissionen im SOLVAY-Prozess 137
Tabelle B.21: Für die weitere Analyse ausgewählte Publikationen und Szenarien der Metaanalysen von Klimaschutzstudien und -strategien 140
Tabelle B.22: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien zur Stahlindustrie 142
Tabelle B.23: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien der Zementindustrie . 144
Tabelle B.24: Rolle spezifischer Klimaschutzsstrategien in den betrachteten Szenarien zur chemischen Industrie 146
Tabelle B.25: Auswahl der für die weitere Analyse betrachteten Standortfaktoren 162
Tabelle B.26: Standortübergreifende Annahmen 169
Tabelle B.27: Standortspezifische Annahmen 170
Tabelle B.28: Vergleich der Differenzkosten je nach Szenario 176

Tabelle B. 29: Vergleich zentraler Kennzahlen beider Länder 177

Tabelle B.30: Übersicht über die ausgewerteten externen „Stahl-Roadmaps“..... 185

Tabelle B.31: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die branchenübergreifende Technologie-Metaanalyse 219

Tabelle B.32: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Aluminiumsektor 220

Tabelle B.33: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Papier-/Zellstoffsektor 221

Tabelle B.34: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Stahlsektor..... 222

Tabelle B.35: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Zementsektor .. 223

Tabelle B.36: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Chemiesektor... 224

B: ANHANG

Tabelle B.31: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die branchenübergreifende Technologie-Metaanalyse

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Electrification in the Dutch process industry final report	Berenschot	2017	Energieeffizienz, Elektrifizierung, CCU, CCUS, Recycling, biobasierte Rohstoffe, geothermische Energie, Bioenergie, PtH, PtH2, PtG, PtC	Ja	Ja (2050)	Ja, 90 % - 95 %
Industry' s Electrification and Role in the Future Electric System	Brolin et al.	2017	Mid-term (2030): Steigende Sekundärstahl- Produktion EAF Long-term (2050): DRI, Electrowinning, CCS	Ja	k.A.	k.A.
The transition of energy intensive processing industries towards deepdecarbonization: Characteristics and implications for future research	Lechtenbhöhmer, Wesseling, Ahman, Nilsson, Worrell, Coenen	2017	CCS, Electrowinning	Ja	Ja (2050)	k.A.
Klimaschutz durch Energieeffizienz II: Konzept zur Erhöhung der Energieeffizienz und Erschließung von Treibhausgas- Minderungspotenzialen in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien	2017	Für Chemie: CCU, Biomasse, Wasserstoffelektrolyse, effiziente Kälteerzeugung, effizientere Katalysatoren	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 95 % (Betrachtung mehrerer Szenarien - Metaanalyse)
Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten	Günther et al. (UBA)	2017	PtH, PtG, PtL, Gas/H2-DRI-EAF, Verbesserung der Energie- und Materialeffizienz, Wärmerückgewinnung, PtG-/PtL-Brennstoffe, Substitution von Zementklinker durch neuartige Bindemittel	Ja	k.A.	Ja, 95%-Szenario für D.
Manufacturing a low carbon society: How can we reduce emissions from cement and steel?	Climate Action Tracker	2017	Elektrolichtbogenofen und Effizienz	k.A.	2050	k.A.
Klimapfade für Deutschland	Boston Consulting Group und Prognos	2018	PTG und PTF nur im 95% Szenario (syn. Krafstoffe und feedstock) Davon Großteil Imort (340 TWh) und kleiner Teil Inlandproduktion CCS, Energieeffizienz, Effizienzverbesserungen bei Prozessen ,Digitalisierung, Wärmerückgewinnung, Biogas	ja	Ja (2050)	Ja, 80 und 95% Pfad gesamt Deutschland sowie was das für den
Landscaping	WI	2018	Elektrostahlerzeugung via Lichtbogen/Induktionsofen, Schmelzreduktion, HiSarna, CCS, Electrowinning (alkalische Eisenelektrolyse)	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 100% (übergreifende Szenarien + spezifische THG-Reduktionen)
Klimaneutrale Industrie – Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement	Agora Energiewende	2019	H2-DRI, Eisenelektrolyse, HIsarna, CCU (Hüttengase)	Ja	Ja (2050)	Ja
Study on energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms	Chan and Kantamaneni	2015	Effizienzsteigerungen bei Prozessen, BOF waste heat and gas recovery, Digitalisierung	Ja	-	k.A.
Quadrennial Technology Review	Baldwin et al.	2015	Wärmerückgewinnung	Ja	Ja (2050)	k.A.
Decarbonizing Industry in the EU - Climate, Trade and Industrial Policy Strategies	Åhman and Nilsson	2015	CCS, Biofuels, Elektrifizierung und H2	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 95 %
Decarbonising Europe' s energy intensive industries - The Final Frontier	Wyns and Axelson	2016	Electrolysis based steelmaking, adv. DRI-EAF, CCS, TGR-BF, HIsarna	Ja	Ja (2050)	Ja, mind. 80 %
THE CLIMATE FRIENDLY TRANSITION OF EUROPES ENERGY INTENSIVE INDUSTRIES	Carbon Market Watch	2016	HIsarna, CCS, adv. DRI, scrap-EAF	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 95 %
Industrial Transformation 2050	Material Economics	2019	CCU+CCS, Schmelzreduktion mit CCS, H2-DRI und CO2-arme EAF; Steigerung Materialeffizienz auf Produktions- und Nachfrageseite	Ja		Ja, bis zu 97%

Tabelle B.32: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Aluminiumsektor

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität *	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Klimaschutz und der Erhalt der industriellen Wertschöpfungsketten gehen Hand in Hand	Hydro Aluminium Rolled Products GmbH	k. A.	Ausstieg aus der Kohleverstromung und gleichzeitigem Atomausstieg -> Frage nach der zukünftigen Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit	Nein	Nein	Nein
Trimet-Produkte leisten positiven Klimabeitrag	Heribert Hauck / TRIMET	2009	CO2-Bilanz	Nein	Nein	Nein
An aluminium 2050 roadmap to a low-carbon Europe - Lightening the load	European Aluminium Association	2012	Recycling, Effizienz	Ja	Ja	Nein, 79%
Flex-Efficiency - Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern	Dr. Christian Nabe / Ecofys	2016	DSM, Effizienz (Wärmetauscher)	Ja	Nein	Nein
VIRTUELLE BATTERIE: TRIMET MACHT DIE ALUMINIUMHÜTTE ZUM STROMSPEICHER	Heribert Hauck / TRIMET	2017	"virtuelle Batterie", DSM	Ja	Nein	Nein
Bedeutung und Potenziale großer Bandlasten im elektrischen Energieversorgungssystem - Gutachten	Prof. Dr.-Ing. Harald Weber, Dipl.-Ing. Christian Ziems / Steinbeis-Transferzentrum für angewandte Forschung in der elektrischen Energietechnik	2017	DSM	Ja	Nein	Nein
Landscaping - Untersuchungen der Anforderungen an die energieintensive Wirtschaft und den Standort NRW im Übergang zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem der Zukunft	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH	2018	DSM, Shell-Heat-Exchanger, "virtuelle Batterie", Power-to-Heat beim Schmelzen und Erwärmen	Ja	Nein	Nein

Tabelle B.33: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Papier-/Zellstoffsektor

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
The forest fibre industry in 2050 - Roadmap towards a low-carbon and resource-efficient bioeconomy	Confederation of European Paper Industries	2016	Investitionsagenda	Ja	Ja	Nein, 80%
Stellungnahme des Verbands Deutscher Papierfabriken e.V. zum Referentenentwurf des BMWi	Verband Deutscher Papierfabriken e.	2016	VDP begrüßt, dass die Einspeisevergütungen für Erneuerbaren Energien zukünftig auf das Ausschreibungsverfahren umgestellt wird	Ja	Nein	Nein
Energie - Position der Deutschen Zellstoff- und Papierindustrie	Verband Deutscher Papierfabriken e.	2016	Energie muss für die Unternehmen zuverlässig und zu international wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung steht	Ja	Nein	Nein
to our roots & BEYOND - REDUCING EMISSIONS FOR THE 2050 SOCIETY	Confederation of European Paper Industries	2017	14 Projekte aus 10 EU-Ländern ->Steigerung der Energieeffizienz durch innovative Technologien, Steigerung der Nutzung erneuerbarer Energien	Ja	Ja	Nein, 80%
Industrial decarbonisation of the pulp and paper sector: A UK perspective	Paul W. Griffin, Geoffrey P. Hammond,	2018	Biologische Kraftstoffe, Energieeffizienz, Wärmerückgewinnung, Demand-Side-Management, CCS, CCU	Ja	Ja	Nein, 80%
Europas Papierindustrie legt Roadmap bis 2050 vor	EU-Recycling	2018	Recycling	Ja	Nein	Nein
DECARBONISING THE STEAM SUPPLY OF THE DUTSCH PAPER AND BOARD INDUSTRY	VNP	2018	Wärmepumpe, direkte elektrische Heizung, Wasserstoffverbrennung, Elektrolyse, Biomassevergasung	Ja	Ja (2030)	k. A.
The Forest Fibre Industry - 2050 Roadmap to a low-carbon bio-economy	Confederation of European Paper Industries	2011	CCS, Effiezienz, Biologische Brennstoffe, Produktinnovationen	Ja	Ja	Nein, 80%
The Age of Fibre - The pulp and paper industry's most innovative products	Confederation of European Paper Industries	2015	holzfaserbasierte Produktinnovationen	Ja	Ja	Nein, 80%
Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050 - Pilp and Paper	WSP, Parsons Brinckerhoff, DNV GL	2015	Effizienzsteigerung	Ja	ja	Ja, unterschiedlich je nach Maßnahme
Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board	Michael Suhr, Gabriele Klein, Ioanna Kourti,	2015	Effizienz, KWK	Ja	Nein	Nein
Positionspapier der deutschen Zellstoff- und Papierindustrie zum Weißbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“	Verband Deutscher Papierfabriken e.	2015	Entscheidend ist, dass die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns - neben der Marktintegration und zunehmenden Systemverantwortung erneuerbarer Energien - Versorgungssicherheit	Ja	Nein	Nein
Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie	Internationale Energiewirtschaft stagung an der TU	2019	hybride Wärmeerzeugung	Ja	Nein	Nein

Tabelle B.34: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Stahlsektor

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Stahl - Der Nachhaltigkeit verpflichtet	Wirtschaftsvereinigung Stahl	2016	Materialeffizienz, Prozessoptimierung (vage)	k.A.	nein	nein
Technological change and industrial energy efficiency: Exploring the low-carbon transformation of the German iron and steel industry	Arens	2016	DRI, Schmelzreduktion, Schmelzoxid-Elektrolyse, H2-Suspensionsreduktion, Biomasse-/Abfall-Verwendung, Vermehrte Sekundärstahl-Erzeugung, Effizienzmaßnahmen	teilweise Berufung auf ältere Daten und	2035	unterschiedlich je nach Maßnahme, meist jedoch deutlich unter 80%
Carbon2Chem: Syngas statt Abgas - Carbon2Chem zündet die nächste Stufe	Stephan (Process)	2018	P2C	Ja	nein	k.A.
Swedish steel boss: ‘ Our pilot plant will only emit water vapour’ (Interview mit Hybrit)	Simon (Euractiv)	2018	PtG	Ja	k.A.	100% suggeriert, 10% der schwedischen THG-Emissionen
Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Hochofenprozesses durch Einsatz von Wasserstoff	Yilmaz	2018	PtG	Ja	k.A.	20-30%
Hydrogen steelmaking for a low-carbon economy	Lund University	2018	PtG, CCS, Biomasse	Ja	Ja (2050)	Ja, Im Rahmen der EU-Klimaziele 80-95% (bis zu 100% spezifisch)
Wege zu einer CO2-armen Stahlerzeugung	Hille (Salzgitter) in Energie, Wasser, Praxis	2019	PtG, DRI, Elektrolichtbogenofen	k.A.	k.A.	max. 95%
CO2-freie Produktion bis 2050: Thyssen- Krupp will Hochöfen dichtmachen	*Knitterscheidt (Handelsblatt)*	2019	PtG,Effizienzsteigerungen, DRI, Elektrolichtbogenofen	Ja	Ja (2050)	k.A. (100% spezifisch suggeriert)
LOW CARBON ROADMAP –PATHWAYS TO A CO2-NEUTRAL EUROPEAN STEEL INDUSTRY	Eurofer	2019	Existing techn.: BF-BOF, scrap-EAF New breakthrough techn.: H2-DRI-EAF, IBRSR-CCS, ETG-CCU, BF-BOF-CCU, BF-TGR/BOF-CCS	Ja	Ja (2050)	max. 95%
Iron and Steel Technology Roadmap	IEA	2019	Effizienzsteigerungen (Material und Technologien), Elektrifizierung, H2, Biomasse, Brennstoffverlagerung, CCUS **Technologien: Tab. 2.1, S. 90 ff.**	Ja	Ja (2070)	90%(global bis 2070)
Industrie 4.0 in der Stahlindustrie: Status & Entwicklungsperspektiven	Naujok	k. A.	Industrie 4.0	k.A.	nein	k.A.
Gute Nachrichten für Optimisten	ThyssenKrupp	k.A.	PtG, Redox-Flow-Batterien, Oxyfuel-CCS, EnviNOx, BtL	Ja	nein	k.A.
A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050	Eurofer	2013	CCS, HiSarna, DR (Erdgas), Electrowinning	Nein	Ja (2050)	≤60%
Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies	Fischedick, Weigel, Marzinkowski, Winzer	2015	PtG, CCS, Electrowinning	nein	nein	ca. 75% (spezifisch)
Low-emission steel production: decarbonising heavy industry	Olsson (Stockholm Environment Institute)	2019	PtG, H2, DRI	Ja	Ja (2045)	Jaein, 100% (spezifisch) suggeriert, trägt zu 10% Reduktion der schwedischen THG-Emissionen bei
The future of steelmaking / How the European steel industry can achieve carbon neutrality	Roland Berger	2020	CCUS, BECCS, H2-DRI, Suspension ironmaking, Plasma direct steel production, Electrolytic processes	Ja	Ja (2050)	Ja, 100 %. Aber die Hürden (EE, Vorschriften, niedrige TRL's der altern. Techn. etc.) sind groß.

Tabelle B.35: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Zementsektor

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Cemet Sector - Joint Industry - Government - Industrial Decarbonisation and Energy Efficiency Roadmap and Action Plan	Department for Business, Energy & Undustrial Strategy / mpa	2017	Carbon Capture, Biologische Brennstoffe, Effizienz, Abwärmenutzung	ja	Ja	Ja, unterschiedlich je nach Maßnahme
A SUSTAINABLE FUTURE FOR THE EUROPEAN CEMENT AND CONCRETE INDUSTRY - Technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050	Dr. Aurélie FAVIER, Dr. Catherine DE WOLF, Prof. Karen SCRIVENER, Prof. Guillaume HABERT	2018	Effizienz, alternative Brennstoffe, ergänzende zementgebundene Materialien, Recycling, Kreislaufwirtschaft, Alternative Klinkerprodukte, CCS, CCU	Ja	Ja	Ja, je nach Szenario (4 St.), 80% (ohne CCS und CCU), max. 95%
Cement industry launches an industrial-scale carbon capture project	European Cement Research Academy GmbH	2018	Carbon Capture	ja	k.A.	k.A.
2018 Global Status Report - Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector	International Energy Agency (IEA)	2018	Status und die Trends der wichtigsten Indikatoren für den Energieverbrauch, Emissionen, Technologien, Richtlinien und Investitionen zur Verfolgung des Gebäude- und Bausektors	Ja	Nein	Nein
Zementindustrie im Überblick 2018/2019	Verein Deutscher Zementwerke (VDZ)	2018	SCR-Verfahren (Technik zur Senkung der Nox-Emissionen), CCS	Ja	Nein	Nein
Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry	International Energy Agency (IEA)	2018	Effizienz, Biologische Brennstoffe, Reduzierung des Klinker-Zementverhältnisses, CCS, CCU, Abwärmenutzung	Ja	Ja (plus Roadmap 2030)	Nein, 48%
Building carbon neutrality in Europe - Engaging for concrete solutions	The European Cement Association	2018	Effizienz, Biologische Brennstoffe, Reduzierung des Klinker-Zementverhältnisses, CCS, CCU	Ja	Ja	Nein, 80%
CALIFORNIA' S CEMENT INDUSTRY - FAILING THE CLIMATE CHALLENGE	Ali Hasanbeigi & Cecilia Springer / Global Efficiency Intelligence	2019	status quo	Ja	Nein	Nein
Roadmap Industrie F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie - Zement Diskussionspapier/Überarbeite Fassung - Juli 2014	Markus Haider, Andreas Werner (Technische Universität Wien)	2014	Effizienz, Nutzung von Abwärme, Ersatzbrennstoffe, CCS, alternative Zemente und Bindemittel	Ja	Nein	Nein
Consultation Paper - Reaching zero carbon emissions from Cement	Energy Transitions Commission	2017	Effizienz, Biologische Brennstoffe, neue Zementchemikalien, CCS, CCU	Ja	Ja	k. A.
MANUFACTURING A LOW-CARBON SOCIETY: HOW CAN WE REDUCE EMISSIONS FROM CEMENT AND STEEL?	NewClimate Institute, Ecofys, Climate Analytics	2017	Klinkersubstitution, Effizienz, Ersatzbrennstoffe, Nachfragereduzierung	Ja	Ja	Nein, 20-40%
Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing	European Cement Research Academy	2017	Effizienz, biologische / alternative Brennstoffe, Reduzierung des Klinker-Zementverhältnisses, neue Bindemittel, CCS, CCU, Brennbarkeitsverbesserungen der Rohmischung, Erhöhung der Ofenkapazität (dadurch Verringerung des klinkerspez. Energiebedarfs --> CO2-Minderung), **usw.**	Ja	Ja (2050)	k.A.
Industrie 4.0 in der Zementindustrie– Status quo und Perspektiven - Eine Studie im Auftrag der Initiative für Nachhaltigkeit in der deutschen Zementindustrie	RWTH Aachen	2019	Digitalisierung	Ja	Nein	Nein

Tabelle B.36: Übersicht über die ausgewählte Literatur für die Technologie-Metaanalyse im Chemiesektor

Studientitel	Autor / Institut	Jahr	Technologien	Aktualität	Zeithorizont (2050)	Ausreichende THG-Minderung> 80%
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Chemicals	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	CSS (process (Hydrogen und Ammoniak) und compustion), Biomasse (feedstock und auch für biogene Kraftstoffe). CCU, Clustering, KWK, Sauerstoffverzehrkathode (ODC) für Chlor		Chemie-Roadmap (2050) für UK.	Kommt auf das Szenario an
Empowering the Chemical Industry - Opportunities for Electrification	van Kranenburg et al.	2016	Elektrifizierung (P-2-Heat, P-2-H2, P-2-Specialties, P-2-Commodities)	Ja	Ja (2050)	Ja, 80 % - 95 %
Low Carbon energy and feedstock for the European Chemical Industry	DECHEMA e.V.	2017	Biomasse; Elektrifizierung; Sektorkopplung und Kreislaufwirtschaft Befunde: u.a. „technology readiness levels“ (2 bis 9) zur	ja	2050, Einhaltung der EU-Ziele	unterschiedlich je nach Szenario (4 Szenarien)
Deep decarbonisation pathways for the industrial cluster of the Port of Rotterdam	Wuppertal Institut Sascha Samadi, Clemens	2018	Biomasse als Ausgangsstoff (import), CSS (+Transport), Geothermie Gas- oder Pyrolyse zur Abscheidung von Kohlenstoff aus	ja	2050	Ja, 2 verschiedene Szenarien um die THG-Emissionen, umdes
Vision 2050 - A Pathway for the Evolution of the Refining Industry and Liquid Fuels	FuelsEurope	2018	G1: steigende Energieeffizienz, Reduktion der Verbrennung von flüssigen Kraftstoffen, Wärmepumpen G2: Elektrifizierung (Strom und H2), CCS & CCU			
STATUS UND PERSPEKTIVEN FLÜSSIGER ENERGIETRÄGER IN DER ENERGIEWENDE	Prognos AG, Fraunhofer-UMSICHT und	2018	, Biomassennutzung, CSS (im 95 % Szenario)	ja	2050	Je nach Szenario 60 %, 80 % und 95 %
Metastudie: Transformationspfade für die chemische Industrie in Deutschland	Auftragnehmer FutureCamp Leitautoren: Dr.	2018	CCS, CCU	ja	Ja 2050	Ja, 80 bis 95 %; Prüfung ob eine weitgehende Treibhausgasneutralität
Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe	Frontier Economics	2018	Wasserstoffelektrolyse (AEC, PEMEC, SOEC), Methanisierung (katalytische Methanisierung, biologische Methanisierung), Methanolsynthese, FT-Synthese	ja	2050	Nein
European chemistry for growth Unlocking a compe ve, low carbon and energy e cient future	Ecofys	2013	Energieeffizienz als wesentlicher THG-Minderer, N2O-Entsorgung und Veränderungen im Brennstoffgemisch zur Wärmeerzeugung, Defossilierung des Energiesektors	jein (2013 und eher konserativ)	Roadmap 2050	Szenarioabhängig. Die Szenarien "Isolated Europe" und
Bandwidth Study on Energy Use and Potential Energy Saving Opportunities in US Chemical Manufacturing	Brueske et al.	2015	Effizienzsteigerungen bei Prozessen --> es wurden viele weitere Technologien betrachtet (S. 88 ff., Tab. A3)	Ja	k.A.	k.A.
Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas.	Barthe et al.	2015	Effizienzsteigerungen bei Prozessen, Digitalisierung / Überwachung & Steuerung, Abfallwirtschaft	Ja	k.A.	k.A.
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Oil Refining: Appendices	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	Designverbesserungen, Digitalisierung, CCS, Effizienzsteigerungen bei Prozessen	Ja	Ja (2050)	Nein, je nach Szenario (max. 60 % - 80 % bis 2050)
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Chemicals Appendices	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	CSS (process (Hydrogen und Ammoniak) und compustion), Biomasse (feedstock und auch für biogene Kraftstoffe). CCU, Clustering, KWK, Sauerstoffverzehrkathode (ODC) für Chlor	ja	Chemie-Roadmap (2050) für UK.	Nein, je nach Szenario (max. 60 % - 80 % bis 2050)
Industrial Decarbonisation & Energy Efficency Roadmaps to 2050 - Chemicals	WSP(Parsons Brinkerhoff), DNV GL	2015	CSS (process (Hydrogen und Ammoniak) und compustion), Biomasse (feedstock und auch für biogene Kraftstoffe). CCU, Clustering, KWK, Sauerstoffverzehrkathode (ODC) für Chlor		Chemie-Roadmap (2050) für UK.	Kommt auf das Szenario an (Die THG-Reduzierung bezieht sich

DANKSAGUNG

Seit dem Beginn dieses Projekts im Jahr 2018 haben die Autoren bei der Durchführung der Forschung von der Expertise und Unterstützung verschiedener Personen profitiert. Sie haben wesentlich zu der Qualität dieser Arbeit beigetragen. Wir möchten uns bedanken bei:

EWI

Polina Emelianova

Christoph Glaubach

Dr. Eglantine Künle

Leon Langerhans

Nils Namockel

Lena Pickert

Svenja Scherer

Dr. Lukas Schmidt

Dr. Simon Schulte

Tobias Sprenger

Wuppertal Institut

Prof. Dr. Stefan Lechtenböhmer

Dr. Georg Holtz

Simon Heck

Phillip Hammelmann

Tomke Janßen

Christine Krüger

Steffen Lange

Außerdem möchten sich die Autoren bei dem Projektkonsortium des Kompetenzzentrums für die gelungene Zusammenarbeit bedanken.