

Technische Universität München
TUM School of Engineering and Design

Entwicklung eines Industriemodells zur Ableitung kostenoptimierter Energietransformationspfade der deutschen Industrie

Tobias Hübner, M. Sc.

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design
der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades

Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitz:

Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Prüfer der Dissertation:

1. Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Prof. Dr.-Ing. Harald Bradke
3. Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

Die Dissertation wurde am 10.06.2022 bei der Technischen Universität München eingereicht und
durch die TUM School of Engineering and Design am 23.01.2023 angenommen.

Danksagung

Einleitend möchte ich die Gelegenheit nutzen und mich bei allen bedanken, die mich im Promotionsverfahrens unterstützt haben.

In diesem Zusammenhang ist an erster Stelle mein Doktorvater, Prof. Dr.-Ing. Wagner, zu nennen, der mich schon als Student in zahlreichen Vorlesungen an der Technischen Universität München für die Themengebiete der Energiewirtschaft begeistern konnte. Daran hat sich auch in der Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) nichts geändert. Auch möchte ich Prof. Dr.-Ing. Bradke danken, der in mehreren Gesprächen großes Interesse an meiner Arbeit gezeigt und mich motiviert hat, den Promotionsendspurt voller Elan zu bestreiten. Serafin möchte ich dafür danken, dass er als Mentor mit Rat und Tat an meiner Seite stand und mir sowohl inhaltlich als auch menschlich immer weiterhelfen konnte.

Ohne meine Kollegen an der FfE hätte die Promotionszeit sicher nur aus zahllosen Stunden der Wochenendarbeit bestanden. So war sie geschmückt mit Festen, Ausflügen und sportlichen Aktivitäten. Allen Studierenden, deren wissenschaftliche Arbeiten ich betreuen durfte und deren Unterstützung mir zu Teil wurde, danke ich sehr für eine spannende und wechselseitig lehrreiche Zeit.

Meinen Dank möchte ich auch allen Industrieexperten aussprechen, die mich bei der Erhebung und Validierung der Datengrundlage unterstützt haben. Ohne sie wäre die Arbeit so nicht möglich gewesen.

Meine Familie hat mich während der gesamten Zeit unterstützt. Ich danke euch sehr dafür, dass ihr immer an meiner Seite steht.

Keine Worte könnten hingegen beschreiben, was ich für Evi empfinde, die den ganzen Weg mit mir gegangen ist.

München, 2022

Kurzfassung

Die Defossilisierung der Industrie bildet eine tragende Säule der Klimaneutralität Deutschlands, ist gleichzeitig aber mit Unsicherheiten verbunden. Indem Industriemodelle eine wissensbasierte Entscheidungsgrundlage generieren, können sie die Effektivität und Effizienz der Defossilisierung steigern.

Die Dissertation entwickelt ein Sektormodell, um bestehende und prospektive technoökonomische Dimensionen (Energie, Emissionen, Kosten, Ressourcen) der deutschen Industrie abzuleiten und zu analysieren. Die breite Datengrundlage des Modells geht auf bestehende Sekundär- und mittels Experteninterviews erhobene Primärdaten zurück. Die exogen aufbereiteten Datensätze und die endogene Abbildung des Status Quo formen die Grundlage des Industriemodells. Das entwickelte Optimierungssystem ermöglicht es, industrielle Transformationspfade abzuleiten. Es verknüpft fünf linear optimierte Module iterativ. Jedes Modul bildet die technoökonomischen Parameter der Industrie vollständig ab, optimiert aber jeweils nur ein Teilsystem der Industrie (z. B. Verfahrensrouten- und Materialeinsatz). Die Module bauen auf den jeweiligen Optima der Vorgängermodule auf und versuchen die industrielle Gesamtlösung zu verbessern.

Das Optimierungssystem berechnet drei industrielle Technologiemiixszenarien, in denen individuelle Modellkomponenten auf Kostenbasis im Wettbewerb stehen. Alle Szenarien erfüllen das Sektorziel der Industrie in 2030 (THG-Verminderung von 58 % ggü. 1990). Bei einem CO₂-Preis von bis zu 216 €₂₀₁₈/tCO₂ (2050) reduziert das Szenario ohne verstärkten Klimaschutz (TM-KK) die CO₂-Emissionen auf ökonomischer Basis um 73 % in 2050 ggü. 1990. Die beiden Klimaneutralitätsszenarien (TM-KN, TM-KN-SA) erreichen das gesamtsystemisch vorgegebene CO₂-Verminderungsziel in Höhe von 88 % in 2040 sowie 100 % in 2045 und 2050 ggü. 1990. Im Gegensatz zum TM-KN Szenario, das der natürlichen Reinvestition unterworfen ist, ermöglicht das TM-KN-SA Szenario vorgezogene Reinvestitionen (Sonderabschreibungen).

Das TM-KN verursacht zwischen 2019 und 2050 (kumuliert) etwa 31 % geringere Emissionen als das TM-KK Szenario. Es ist geprägt durch eine Verdopplung des Stromverbrauchs, eine Verdreifachung der Biomassenutzung, dem zusätzlichen Einsatz synthetischer Energieträger (89 TWh, energetisch) und einer ausgeprägten CO₂-Speicherung (50 MtCO₂) in 2050 ggü. 2018. Fossiler Brennstoffe bedient sich das TM-KN Szenario kaum noch (< 2 %). Durch den erhöhten Klimaschutz können im Vergleich zum konstanten Verbrauch in 2022 im Zeitraum zwischen 2023 und 2050 kumuliert etwa 3 850 TWh an Erdgas eingespart werden. Infolgedessen verringert sich der monetäre Transfer nach Russland im Zeitraum allein durch die industrielle Transformation um 37 bis zu 97 Mrd. €₂₀₁₈ je nach Grenzübergangspreis.

Durch den erhöhten Klimaschutz im TM-KN gegenüber dem TM-KK Szenario fallen zwischen 2019 und 2050 kumuliert rund 447 Mrd. €₂₀₁₈ an Mehrkosten an. Die industrielle Produktion ist im TM-KN Szenario in 2050 rund 54 % teurer als noch in 2018. Die letzten 5 % der CO₂-Verminderung machen bis zu 20 % des Kostenanstiegs im TM-KN Szenario aus.

Das TM-KN-SA Szenario nutzt die höhere Investitionsflexibilität (vorgezogene Reinvestition), um geringere Kosten bei sich verändernden Rahmenbedingungen zu erzielen. Durch das Vermeiden von Lock-In Effekten erreicht das TM-KN-SA im Vergleich zum TM-KN Szenario niedrigere kumulierte Kosten in Höhe von 231 Mrd. €₂₀₁₈ zwischen 2019 und 2050. Im Vergleich mit anderen Industrieszenarien nimmt das TM-KN basierend auf den fünf ausgewählten Kriterien (z. B. Energieverbrauch) keine Extrema an und kann dementsprechend plausibel als Technologiemiixszenario charakterisiert werden.

Die Dissertation hat gezeigt, dass es möglich ist, die industriellen und weitergehende Klimaschutzziele zu erreichen. Ob die Zielsetzungen ausreichen, um die Klimaerwärmung zu begrenzen, bleibt abzuwarten

Abstract

The defossilization of industry is a main pillar of Germany's climate neutrality but is simultaneously associated with uncertainties. Industry models can increase the efficiency and effectiveness of defossilization by providing knowledge-based support for decision making.

This PhD thesis develops a sector model to derive and analyze existing and prospective technoeconomic dimensions (Energy, Emissions, Costs, Resources) of German industry. The wide data basis of the model is based on existing secondary data as well as primary data collected via expert interviews. The exogenously processed data sets and the endogenous mapping of the status quo serve as the basis for the industry model. The developed optimization system enables the calculation of industrial transformation paths. It iteratively links five linearly optimized modules. Each module considers all technoeconomic parameters of the industry, but optimizes only one subsystem of the industry (e.g. process routes and material use). The modules build on the respective optima of the predecessor modules and try to improve the overall industrial solution.

The optimization system constructs three industrial technology mix scenarios in which individual model components compete for their deployment on a cost basis. All scenarios achieve the industry sector's target in 2030 (GHG abatement of 58 % compared to 1990). With a CO₂ price of up to 216 €₂₀₁₈/tCO₂ (2050), the scenario without enhanced climate protection (TM-KK) achieves an economically-based abatement of 73 % of CO₂ emissions in 2050 compared to 1990. The two climate neutrality scenarios (TM-KN, TM-KN-SA) achieve the overall systemic CO₂ abatement target of 88 % in 2040 as well as 100 % in 2045 and 2050 compared to 1990. In contrast to the TM-KN scenario, which is restricted to natural reinvestment cycles, the TM-KN-SA scenario allows for special depreciation of assets.

The cumulative emissions of the TM-KN scenario are about 31 % lower between 2019 and 2050 than those of the TM-KK scenario. It is characterized by a doubling of electricity consumption, a tripling of biomass, the additional use of synthetic fuels (89 TWh, energetic) and a strong use of CO₂ storage (50 MtCO₂) in 2050 compared to 2018. Fossil fuels are hardly used in the TM-KN scenario (< 2 %). The increased climate protection can cumulatively save about 3 850 TWh of natural gas in the period between 2023 and 2050 compared to a continual consumption at 2022 levels over the same period. As a result, payments to Russia over this period are reduced by between €₂₀₁₈37 billion and €₂₀₁₈97 billion solely due to the industrial transformation.

The increased climate protection in TM-KN compared to the TM-KK scenario results in cumulative additional costs of around €₂₀₁₈447 billion between 2019 and 2050. The industrial production is about 54 % more expensive in the TM-KN scenario in 2050 than in 2018. The last 5 % of the CO₂ abatement even account for about 20 % of the cost increase in the TM-KN scenario.

The TM-KN-SA scenario use the financial flexibility gained via special depreciation to better compensate for high costs. By avoiding lock-in effects, the TM-KN-SA scenario achieves lower cumulative costs than the TM-KN scenario, totaling €₂₀₁₈231 billion between 2019 and 2050. Compared to other industry scenarios, the TM-KN does not take on any extremes based on five selected criteria and can accordingly be plausibly characterized as a technology mix scenario.

The thesis has shown that it is possible to achieve the industrial and more advanced climate targets. Whether the targets are sufficient to limit global warming remains to be seen.

Inhalt

Einheiten und Abkürzungen	XI
Abbildungsverzeichnis.....	XV
Tabellenverzeichnis	XIX
1 Motivation und Problemstellung	1
2 Untersuchungsgegenstand	3
3 Grundlegende Prinzipien	10
3.1 Sektormodell Industrie (Smlnd).....	10
3.2 Emissionsbilanzierung und Emissionsziele in der Industrie	10
3.3 Heutige und prospektive Energieträger	12
3.4 Optionen zur CO ₂ -Verminderung in der Industrie.....	14
3.5 Industrielle Transformationspfade.....	15
3.6 Exogene Schocks in industriellen Szenarien	16
3.7 Wechselwirkungen in der industriellen Modellierung und Optimierung.....	17
4 Gesamtmethodik	18
4.1 Methoden I - Eingangsdaten und Methodenanalyse	19
4.1.1 Modellkomponenten, -parameter, -struktur und -methoden analysieren	19
4.1.2 Daten erheben und modellexogen aufbereiten	22
4.2 Methoden II - Modellbildung und Simulation: Struktur und Daten	25
4.2.1 Modellendogene Industriestruktur	25
4.2.2 Datenmodell Industrie	25
4.3 Methoden II - Modellbildung und Simulation: Optimierungssystem	35
4.3.1 Modul 1: Verfahrensrouten- und Materialeinsatz	38
4.3.2 Modul 2: Maßnahmen	55
4.3.3 Modul 3: Thermoprozessanlagen und Brenner	68
4.3.4 Modul 4: CO ₂ -Prozessabscheidung	75
4.3.5 Modul 5: Brennstoffeinsatz	81
4.3.6 Jahresspezifische Auswertungen im Optimierungssystem	87
4.3.7 Strategie zur Modulabfolge.....	87
4.4 Methoden III - Auswertung und Ergebnisanalyse.....	88
4.4.1 Modellendogene Auswertungen	88
4.4.2 Methoden zur exogenen Auswertung und Analyse der Modellergebnisse	89

5	Bilanzraum und Daten: Grundlage des Industriemodells	90
5.1	Industrieller Bilanzraum	90
5.2	Überblick: Top-Down Daten der Industriemodellierung	91
5.3	Überblick: Bottom-up Daten der Industriemodellierung	95
5.4	Wirtschaftszweige und Prozesse	99
5.4.1	Ernährung und Tabak	100
5.4.2	Papiergewerbe	101
5.4.3	Grundstoffchemie	103
5.4.4	Glas und Keramik	105
5.4.5	Verarbeitung von Steinen und Erden	106
5.4.6	Metallerzeugung	108
5.4.7	NE-Metalle, -gießereien	111
5.4.8	Wirtschaftszweige ohne Prozessabbildung	113
5.5	Industrieller Rahmen: Energiesystemdaten	114
5.5.1	Energieträgerkosten	114
5.5.2	Energiebedingte Emissionsfaktoren	116
5.5.3	Weitere Systemdaten	117
6	Beschreibung der industriellen Szenarien	119
7	Ergebnisse und Diskussion: Industrielle Transformation	121
7.1	Funktionalität des Optimierungssystems	121
7.2	Industrielle Transformationspfade	123
7.3	Sensitivitätsanalyse: Klimaneutralität und Sonderabschreibungen	143
7.4	Einordnung in die industrielle Szenarienlandschaft	149
8	Schlussbetrachtung	151
8.1	Résumé zu den Forschungsfragen	151
8.2	Relevanz in der wissenschaftlichen, politischen und betrieblichen Praxis	152
8.3	Limitationen und weiterer Forschungsbedarf	153
8.4	Schluss mit Zusammenfassung, Fazit und Ausblick	156
9	Literaturverzeichnis	159
10	Anhang	195
10.1	Anhang A: Ergänzende Beschreibung spezieller methodischer Ansätze	195
10.2	Anhang B: Energiewirtschaftlicher und industrieller Rahmen	202
10.2.1	Ausgewählte Szenariendaten	202
10.2.2	Energieträgerkosten	202
10.2.3	Energiebedingte Emissionsfaktoren	206
10.2.4	Chemische Grundlagen sowie Heiz- und Brennwerte	212

10.2.5	Wechselkurse	213
10.3	Anhang C: Indizes und Indikatoren	214
10.3.1	Kosten- und Preisindizes	214
10.3.2	Effizienzindikatoren.....	216
10.3.3	Prozessemissionsindikatoren.....	219
10.4	Anhang D: Industriedaten	220
10.4.1	Wirtschaftszweige.....	220
10.4.2	Prozesse und Materialien	229
10.4.3	Maßnahmen	244
10.4.4	Thermoprozessanlagen und Brenner	257
10.4.5	CO ₂ -Abscheidungstechnologien.....	261
10.5	Anhang E: Modellierung und Optimierung.....	263
10.6	Anhang F: Vom Autor betreute, wissenschaftliche Arbeiten	267

Einheiten und Abkürzungen

Einheitenzeichen	Beschreibung
-	Keine Einheit, Index- und Laufvariablen weisen keine Einheit auf
%	Prozent
€	Euro
a	Jahr
Bill. €	Billionen Euro
div	Divers, verschiedene Einheiten
dl	Dimensionslos
Gt	Gigatonnen
h	Stunden
jz	Jahreszahl (z. B. 2015)
K	Kelvin
kt	Kilotonnen
Mio. t	Millionen Tonnen
Mt	Megatonnen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
pb	Parameterbezug, Nenner von spezifischen Größen, z. B. MWh, t, tCO ₂ und weitere
PJ	Petajoule
Stk	Stück, Anzahl
t	Tonnen
t€	Tausend Euro
tCO ₂	Tonnen CO ₂
t _{mat}	Tonnen Material
t _p	Tonnen Produkt, Edukt, Hauptprodukt, Koppelprodukt

Abkürzung	Beschreibung
Abs	Absolut
Abscheid	Abscheidung
AfA	Abschreibungen für Aufwendungen
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AKTP	Aktivitätsparameter
Apr	April
Aug	August
AW (aw)	Anwendung
BGS	Brennstoff-, Gas und Stromwirtschaft der Hochofen-, Stahl- und Walzwerke sowie Schmiede-, Press- und Hammerwerke einschließlich der örtlich verbundenen sonstigen Betriebe (ohne eigene Kokerei)
Biog. Brennstoff	Biogener Brennstoff
BMF	Bundesministerium für Finanzen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Bs, Brennst	Brennstoff, Brennstoffe
bspw	beispielsweise
Bsv	Brennstoffverteilung
bzw	beziehungsweise
chem	chemisch
CO ₂ -Luftabsch	CO ₂ -Luftabscheidung
CO ₂ -Prozessabsch	CO ₂ -Prozessabscheidung
CRF	Common Reporting Format
DE	Deutschland
Dez	Dezember
Direkt	Direkte Emissionen, bei Brennstoffemissionsfaktoren werden der tatsächliche Ausstoß der Emissionen an der industriellen Anlage berücksichtigt
div	divers, kann sowohl positiv als auch negativ sein
DRI	Direct reduced Iron, Direktreduktion von Eisenoxid zu Eisen
EE	Erneuerbare Energien, bei Brennstoffemissionsfaktoren aufgrund des erneuerbaren Kohlenstoffkreislaufs Nullemissionen für Energieträger wie Biomasse und synthetisches Gas
EEX	European Energy Exchange AG
Eh	Einheit
elek	elektrisch, elektrifiziert
Energieb., Energiebed.	Energiebedingt, meist energiebedingte Emissionen
EPF	Energiewirtschaftlichen Projektionen und Folgeabschätzungen, Studie
etc	et cetera
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Emission Trading System, europäisches CO ₂ -Handelssystem
Feb	Februar
FfE	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH bzw. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
Fos	Fossil, meist fossile Brennstoffe
FPF-Keramik	Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik
FT-Produkt	Fischer-Tropsch Produkt
FT-Synthese	Fischer-Tropsch Synthese
Gew. v. St. und Erd.	Gewinnung von Steinen und Erden
GGR-Ofen	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativofen
ggü	gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GHG	Greenhouse Gases, Treibhausgase

H ₂	Wasserstoff
HH	Haushalte
HHS-Keramik	Haushalts- und Sanitärkeramik
HP	Hauptprodukt, homogenes Produkt
hpts.	hauptsächlich
Hs	Hüttensand
HW, HKW	Heizwerk, Heizkraftwerk
I/O, in/out	Input, Output
ID	Identifikation, Identifikationsnummer
ID-Gerüst	Identifikationsgerüst
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
Ind	Industrie
Inkl.	Inklusive
Inno, Innov	Innovativ
IPCC	International Panel on Climate Change
ISI Anwendungsbilanz	Industrielle Anwendungsbilanz des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung
Jan	Januar
JRC	Joint Research Centre
JRC-IDEES	Integrated Database of the European Energy System des Joint Research Centre
Jul	Juli
Jun	Juni
konv	konventionell
KSG	Klimaschutzgesetz
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KWK, KWK-Anlagen	Kraft-Wärme-Kopplung, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
LA (la)	CO ₂ -Luftabscheidung
Mat	Material
max	Maximal, Maximum
mech	mechanisch, meistens mechanische Energie
min	Minimal, Minimum
Mrz	März
MTO-Verfahren	Methanol to Olefins Verfahren
MWV	Mineralölwirtschaftsverband e.V.
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne
neg	negativ
NE-Metalle	Nichteisenmetalle
NIR	Nationaler Inventarbericht (National Inventory Report) zum Deutschen Treibhausgasinventar
Nov	November
Nr	Nummer
ODS	Ozone Depleting Substances
Okt	Oktober
Optim	Optimierung
pos	positiv
POTEnCIA	Policy Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment
Primärstahl RG	Primärstahlroute mit Reduktionsgas, Reduktion des Eisenoxids mit Reduktionsgas im MIDREX-Verfahren
prod	Produktion
Prozessb., Prozessbed.	Prozessbedingt, meist prozessbedingte Emissionen
PRZ (p)	Prozess
Rel	Relativ

Rev	Revision
Sekundäralu	Sekundäraluminium
Sept	September
SI-Einheitensystem	Système international d'unités
sog	sogenannt
Sonst	Sonstige, meist Sonstige Brennstoffe oder Sonstige Gase
Sonst. Brennstoffe	Sonstige Brennstoffe
Sonst. chem. Industrie	Sonstige chemische Industrie
Sonst. mech. Energie	Sonstige mechanische Energie
Syn	Synthetisch, z. B. synthetische Energieträger, synthetische Kohlenwasserstoffe
Syn. Gas	Synthetisches Gas, synthetische Kohlenwasserstoffe
Syn. Kohle	Synthetische Kohle, synthetischer fester Kohlenstoff
Syn. Öl	Synthetisches Öl, synthetische Kohlenwasserstoffe
THG	Treibhausgas(e)
TM-KK	Technologiemixszenario „Kein verstärkter Klimaschutz“
TM-KN	Technologiemixszenario „Klimaneutralität“
TM-KN-SA	Technologiemixszenario „Klimaneutralität mit Sonderabschreibungen“
TPA (tpa, tp)	Thermoprozessanlage
u.	und
u. a.	Unter anderem
UBA	Umweltbundesamt
Verarb. v. Steinen u. Erden, Ver. v. St. u. Erd.	Verarbeitung von Steinen und Erden, einer von 14 Wirtschaftszweigen
Verf	Verfahren
verschied	Verschieden, verschiedene
Vol	Volumen, oft bei Volumenprozent verwendet
VPI	Verbraucherpreisindex
WEA	Windenergieanlagen
WZ (wz)	Wirtschaftszweig
WZ 2008	Wirtschaftszweigklassifikation der Bundesrepublik Deutschland aufbauend auf NACE Rev. 2
z. B.	Zum Beispiel
ZPR	Zeitpräferenzrate

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Weitere Struktur der Dissertation, untergliedert nach Kapiteln, Darstellung nach [88]	9
Abbildung 3-1: Industrieller Zielpfad bei Einhaltung der Sektorziele (2030) und der Systemziele ab 2030	12
Abbildung 3-2: Vereinfachtes Beispiel: Klimawirkung synthetischer kohlenstoffhaltiger Brennstoffe in Abhängigkeit der Herkunft, industriellen Umsetzung und weiteren Verwendung des Kohlenstoffs	13
Abbildung 3-3: Transformationspfade (Szenarien) in der Industrie.....	16
Abbildung 4-1: Gesamtmethodik.....	18
Abbildung 4-2: Endogene Industriestruktur mittels ID-Gerüst, Beispiel: Kalkproduktion, Verarb. v. Steinen u. Erden, Kohleverbrauch in der Raumwärme, eigene Darstellung nach [5]	25
Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der Verknüpfung von Prozessen mit den Bilanzräumen der Maßnahmen und Maßnahmentechnologien sowie Verknüpfung von Technologien mit Maßnahmen.....	29
Abbildung 4-4: Schematische Darstellung des FIFO-Prinzips, Umsetzungsparameter: Produktionsmenge	31
Abbildung 4-5: Funktionsweise des Optimierungssystems basierend auf den linearen Optimierungsmodulen.....	36
Abbildung 4-6: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des ersten Moduls, Klinker und Zement	38
Abbildung 4-7: Kombination aus natürlicher Reinvestition und Mindestanforderung der Anlagenentnahme	51
Abbildung 4-8: Schematische Darstellung der Umsetzung und Effekte von Prozessmaßnahmen, mit Maßnahmentechnologien verknüpft, Beispiel Papierindustrie, angelehnt an Abbildung 4-3	55
Abbildung 4-9: Schematische Darstellung der Umsetzung und des Effekts von prozessspezifischen Maßnahmen, Beispiel Wirtschaftszweig (Wz) Fahrzeugbau, Prozesswärme zwischen 100 und 200 °C	56
Abbildung 4-10: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des dritten Moduls.....	69
Abbildung 4-11: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des vierten Moduls	75
Abbildung 4-12: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des fünften Moduls.....	81
Abbildung 5-1: Schematisch: Eingrenzung des industriellen Bilanzraums, top-down und bottom-up Elemente	90
Abbildung 5-2: Historischer Endenergieverbrauch der Industrie, Vergleich unterschiedlicher Datensätze, Energieträger des Modells.....	91
Abbildung 5-3: Historische direkte Emissionen der Industrie, Vergleich unterschiedlicher Datensätze, Eigene Berechnung nach [11], [77], [165], [166], [167], [168], [75], [134], [76], [171], [172], [173]	93
Abbildung 5-4: Entwicklung der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten im industriellen Bilanzraum, preisbereinigt	94

Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch im industriellen Bilanzraum 2018, Gleichheitszeichen: Prozessunspezifische Instanz (u) ist gleich dem Wirtschaftszweig, Prozesse (p) teilweise zusammengefasst, Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ergänzen sich zu 100 % je Wirtschaftszweig.....	95
Abbildung 5-6: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Ernährung und Tabak“, mit Prozessanteil.....	100
Abbildung 5-7: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Papiergewerbe“, mit Prozessanteil.....	101
Abbildung 5-8: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Grundstoffchemie“, mit Prozessanteil.....	103
Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Glas und Keramik“, mit Prozessanteil.....	105
Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Verarbeitung von Steinen und Erden“, mit Prozessanteil, Verarbeitung von Steinen und Erden (Ver. v. St. u. Erd.)	107
Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Metallerzeugung“, mit Prozessanteil.....	109
Abbildung 5-12: Gichtgasbilanzierung im Modell Smlnd.....	109
Abbildung 5-13: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „NE-Metalle, -gießereien“, mit Prozessanteil.....	111
Abbildung 5-14: Endenergieverbrauch und Emissionen der Wirtschaftszweige ohne Prozesse (links), Anteile Energieverbrauch und Emissionen aufgeteilt nach Prozessen, Wirtschaftszweigen mit Prozessen (Prozessunspezifisch (u)) und Wirtschaftszweigen ohne Prozesse (u) (rechts)	113
Abbildung 5-15: Energieträgerkosten im Status Quo und in der industriellen Transformation.....	116
Abbildung 7-1: Funktionalität des Optimierungssystems, iterative Kostenänderung im industriellen Bilanzraum.....	121
Abbildung 7-2: Entwicklung des energetischen Verbrauchs und der stofflichen Nutzung nach Energieträgern sowie THG-Verminderung ggü. 1990, Industrieller Bilanzraum (Deutschland), Endenergie.....	123
Abbildung 7-3: Differenz des kumulierten Energieverbrauchs, Endenergie	125
Abbildung 7-4: Normierte, energiegewichtete (2018 = 1) Änderung der Wirtschaftsleistung, Prozesse (Produktionsmenge), Prozessunspezifische Instanzen (Bruttowertschöpfung) und gesamt, TM-KK und TM-KN Szenario.....	126
Abbildung 7-5: Entwicklung der direkten THG-Emissionen (oben) sowie der indirekten Stromemissionen und des Anteils der Stromemissionen an den Gesamtemissionen (unten), industrieller Bilanzraum.....	127
Abbildung 7-6: Jährliche Änderungsrate der Emissionen zum Vorjahr (links oben) und kumulierte, direkte energie- und prozessbedingte Emissionen (Balken) sowie beispielhaft kumulierte Stromemissionen in 2050 (rechts, gestrichelt), industrieller Bilanzraum (DE), TM-KK und TM-KN Szenario	128
Abbildung 7-7: Entwicklung der Kosten (normiert, 2018=1) der Szenarien und Differenz (Linie und Differenzbalken, oben), durchschnittliche absolute Kostenanteile (Kreis, oben), kumulierte Differenzkosten zwischen 2019 und 2050 (Balken, unten links), Differenzkosten relevante Stützjahre (Balken, unten rechts).....	130

Abbildung 7-8: Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs sowie der energie- und prozessbedingten Emissionen je Transformationscluster (oben, Balken, hochkant), Zeitaufgelöste technologische Transformation, Energieänderung und Emissionsänderung (unten, Balken, quer), TM-KN Szenario.....	132
Abbildung 7-9: Hochlauf innovativer Verfahrensrouten, je Verfahrenroute und Mittelwert, TM-KN Szenario, Vergleich mit TM-KK Szenario (gestrichelt, oben)	133
Abbildung 7-10: Stahltransformation anhand der Produktionsmenge je Verfahrenroute, TM-KK und TM-KN Szenario	134
Abbildung 7-11: Kostenentwicklung der Stahlindustrie, TM-KN Szenario, TM-KK Szenario numerisch ausgewiesen	135
Abbildung 7-12: Lösungsraum und Anteil der Recyclingrouten am homogenen Produkt, Kreislaufwirtschaft in der Metallurgie, TM-KN Szenario.....	136
Abbildung 7-13: Materialabhängigkeiten in der industriellen Wertschöpfung, Hüttensand aus der Metallurgie als Edukt für die Zementherstellung, TM-KN Szenario.....	137
Abbildung 7-14: Im industriellen Bilanzraum eingesetzte Thermoprozessanlagen und Brenner, nach Temperaturniveau, durchschnittlicher Elektrifizierungs- und Nutzungsgrad, TM-KN Szenario.....	138
Abbildung 7-15: Änderung des Brennstoffmix der Thermoprozessanlagen zwischen 2030 und 2050, TM-KN Szenario	140
Abbildung 7-16: Statistische Auswertung des Hochlaufs von 180 Einzelmaßnahmen, prozessspezifisch und prozessunspezifisch, TM-KN Szenario.....	140
Abbildung 7-17: Entwicklung der CO ₂ -Verminderungspotenziale und Kosten ausgewählter Prozessmaßnahmen, Identifikationsnummer entspricht Maßnahmen-ID in den Maßnahmentabellen im Anhang, z. B. Tabelle 10-48, TM-KN Szenario.....	141
Abbildung 7-18: Relevante Charakteristika der CO ₂ -Abscheidung, mit maximaler CO ₂ -Speicherkapazität pro Jahr in Deutschland und THG-Verminderung ggü. 1990, TM-KN Szenario.....	142
Abbildung 7-19: Klimaneutralitätsszenario mit zugelassener Sonderabschreibung, Endenergie und Emissionen	144
Abbildung 7-20: Entwicklung der Ethylenproduktion in den Szenarien, links ohne Sonderabschreibungen, rechts mit Sonderabschreibungen.....	145
Abbildung 7-21: Differenzkosten nach Kostenanteilen je Jahr und kumuliert (2019 - 2050), TM-KN-SA minus TM-KN Szenario	147
Abbildung 7-22: Einordnung des TM-KN (FFe-KN-Z100) Szenarios in die industrielle Szenarienlandschaft hinsichtlich fünf ausgewählter Kriterien	149
Abbildung 10-1: Direkte Emissionen im industriellen Bilanzraum 2018, Gleichheitszeichen: Prozessunspezifische Instanz (u) ist gleich dem Wirtschaftszweig, Prozesse (p) teilweise zusammengefasst, Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ergänzen sich zu 100 % je Wirtschaftszweig.....	228
Abbildung 10-2: CO ₂ -Abscheidung, TM-KK Szenario.....	262

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Identifizierte und analysierte Industriemodelle	3
Tabelle 3-1:	Kategorien hinsichtlich der energiebedingten Emissionsfaktoren im Modell	11
Tabelle 3-2:	CO ₂ -Verminderungskategorien der Industrie und Beispiele aus der Literatur	15
Tabelle 4-1:	In Schritt 1 und 2 definierte exogene Modellkomponenten, Variablen und Parameter, Modellebenen.....	20
Tabelle 4-2:	Modellebene, Umsetzungsparameter, Aktivitätsgröße und Parameterbezug je Modellkomponente.....	28
Tabelle 4-3:	Anlagenbestand des Prozesses zu Beginn des aktuellen Jahres 2016 bzw. am Ende des Vorjahres.....	32
Tabelle 4-4:	Beispiel der Annuität, Abschreibung und Sonderabschreibung eines Prozesses in 2016	33
Tabelle 4-5:	Optimierungssystem: Linear optimierte Module sowie optimierte Teilsysteme je Modul	35
Tabelle 4-6:	Homogene Struktur je Optimierungsmodul und beispielhafte Variablen und Parameter	37
Tabelle 4-7:	Kostenarten der Zielfunktion des ersten Moduls.....	38
Tabelle 4-8:	Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, erstes Modul	42
Tabelle 4-9:	Kostenarten der Zielfunktion des zweiten Moduls.....	57
Tabelle 4-10:	Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, zweites Modul	60
Tabelle 4-11:	Kombinationsmatrix zur Verknüpfung von Maßnahmen mit Maßnahmentechnologien.	64
Tabelle 4-12:	Kostenarten der Zielfunktion des dritten Moduls.....	69
Tabelle 4-13:	Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, drittes Modul	71
Tabelle 4-14:	Kostenarten der Zielfunktion des vierten Moduls	76
Tabelle 4-15:	Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, viertes Modul	79
Tabelle 4-16:	Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, fünftes Modul	82
Tabelle 4-17:	Brennstoffmatrix, Standardversion, Konzept und Abbildung nach [5].....	85
Tabelle 4-18:	Iterationsschritte und gewählte Strategie zur Modulabfolge	88
Tabelle 5-1:	Parameter zur Charakterisierung von Prozessen.....	96
Tabelle 5-2:	Parameter zur Charakterisierung von Thermoprozessanlagen und Brennern.....	97
Tabelle 5-3:	Parameter zur Charakterisierung von prozessspezifischen und prozessunspezifischen Maßnahmen.....	98
Tabelle 5-4:	Parameter zur Charakterisierung der CO ₂ -Abscheidung bei Prozessen und aus der Luft, sowie des anschließenden CO ₂ -Transports und der -Speicherung	98
Tabelle 5-5:	Restriktionskategorien und Beispiele	99
Tabelle 5-6:	Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Ernährung und Tabak“, 2018.....	100

Tabelle 5-7:	Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Papiergewerbe“, 2018	102
Tabelle 5-8:	Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Grundstoffchemie“, 2018.....	103
Tabelle 5-9:	Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Glas und Keramik“, 2018	106
Tabelle 5-10:	Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Verarbeitung von Steinen und Erden“, 2018.....	107
Tabelle 5-11:	Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Metallerzeugung“, 2018.....	110
Tabelle 5-12:	Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „NE-Metalle, -gießereien“, 2018	112
Tabelle 5-13:	Energieträger des Modells und zugeordnete Subkategorien der Energiebilanz.....	114
Tabelle 5-14:	Energiebedingte Emissionen je Energieträger und Emissionskategorie.....	117
Tabelle 5-15:	CO ₂ -Preise in den historischen Basisjahren und der industriellen Transformation des Modells.....	118
Tabelle 5-16:	Spezifische Energieträgerkosten inkl. CO ₂ -Preis.....	118
Tabelle 6-1:	Unterschiede in den industriellen Szenarien.....	119
Tabelle 10-1:	Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer, Beispiel Milchproduktion.....	196
Tabelle 10-2:	Wichtige Rahmendaten der industriellen Szenarien.....	202
Tabelle 10-3:	Anhand der Subkategorien gewichtet gemittelte Kosten je konventionellem Energieträger des Modells, 2018.....	204
Tabelle 10-4:	Abgeleitete Kosten, Energieträger des Modells, makroökonomische Perspektive ohne Steuern, Abgaben, Umlagen, Unternehmensgewinne und -deckungsbeiträge.....	205
Tabelle 10-5:	Zuordnung konventioneller Energieträger der Energiebilanz zu den Emissionsfaktoren des nationalen Inventarberichts [76].....	206
Tabelle 10-6:	Zuordnung der Emissionsfaktoren aus [76] zu den Energieträgern nach [110].....	207
Tabelle 10-7:	Beispielhafte Gewichtung der Emissionsfaktoren erneuerbarer Brennstoffe nach [169] und [76], [220] für das Basisjahr 2018.....	208
Tabelle 10-8:	Auswahl und Berechnung der Emissionsfaktoren für Sonstige Brennstoffe (Nichterneuerbare Abfälle) aus [76].....	208
Tabelle 10-9:	Beispielhafte Berechnung gewichteter Emissionsfaktoren nach [76] für konventionelle Energieträger der AGEB [169] im Jahr 2018.....	209
Tabelle 10-10:	Produktanteile der Fischer-Tropsch-Synthese, abhängig von Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α	210
Tabelle 10-11:	Energiewerte je FT-Produkt.....	210
Tabelle 10-12:	Emissionsfaktor im Jahr 2018 für synthetisches Öl (synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe).....	211
Tabelle 10-13:	Zusammenfassung der berechneten Emissionsfaktoren der synthetischen Brennstoffe	211
Tabelle 10-14:	In der Dissertation verwendete Elemente und Verbindungen (eigene Berechnung) mit zugehöriger Atommasse und molaren Masse nach [112].....	212
Tabelle 10-15:	In der Dissertation verwendete Heiz- und Brennwerte.....	212

Tabelle 10-16:	Relevante Wechselkurse zur Umrechnung von Technologie- und Anlagenkosten	213
Tabelle 10-17:	Preisindizes und Veränderung, Deutschland zwischen 1970 und 2020	214
Tabelle 10-18:	Effizienzindikatoren Strom und Brennstoffe, (1), berechnet nach [46], [183]	217
Tabelle 10-19:	Effizienzindikatoren Strom und Brennstoffe, (2), berechnet nach [46], [183]	218
Tabelle 10-20:	Berechnete Prozessemissionsindikatoren	219
Tabelle 10-21:	Zuordnung der im Modell verwendeten 14 Wirtschaftszweige (AGEB) zu der vom statistischen Bundesamt (Destatis) und der europäischen Gemeinschaft verwendeten Systematik der Wirtschaftszweige, nach [170]	220
Tabelle 10-22:	Prozessbedingte Emissionen aus den nationalen Inventarberichten, geschlüsselt auf die Wirtschaftszweige der AGEB	221
Tabelle 10-23:	Anteil an Prozess- und Klimakälte aus der ISI Anwendungsbilanz je Wirtschaftszweig [75], [134] zur Aufteilung der Prozessemissionen von Kälte- und Klimaanlage (CRF 2.F.1)	223
Tabelle 10-24:	Prozessbedingte Emissionen des industriellen Bilanzraums nach Wirtschaftszweigen der AGEB	223
Tabelle 10-25:	Umschlüsselung von [93] und [92], Temperaturverteilung der Prozesswärme, Schlüsselung nach [170], [400], [401], [402], [403]	224
Tabelle 10-26:	Anteile (%) der Prozesswärmeverteilung in der Industrie nach den 14 Wirtschaftszweigen der Energiebilanz [170]	225
Tabelle 10-27:	Absoluter und anteiliger Brennstoffeinsatz zur Produktion von Fernwärme [169]	225
Tabelle 10-28:	Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten je Wirtschaftszweige (AGEB), historische Basisjahre, Fachserie 42251-0003, statistisches Bundesamt [174], Aufteilung nach [170], preisbereinigt mit [337]	226
Tabelle 10-29:	Produktionsindizes im industriellen Bilanzraum auf Wirtschaftszweigebene nach [404], Schlüsselung auf Wirtschaftszweige nach [170], untergeordnete Mehrsteller gewichtet nach Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten nach [174]	227
Tabelle 10-30:	Prozessdaten, preis-, effizienz- und prozessemissionsbereinigt, 2018	229
Tabelle 10-31:	Hintergrundliteratur zu den Prozessdaten in Tabelle 10-30, (1)	230
Tabelle 10-32:	Hintergrundliteratur zu den Prozessdaten in Tabelle 10-30, (2)	231
Tabelle 10-33:	Brennstoffanteile je Prozess in Prozent (%) mit zugehöriger Quellenangabe für das Basisjahr 2018	232
Tabelle 10-34:	Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (1)	233
Tabelle 10-35:	Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (2)	234
Tabelle 10-36:	Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (3)	235
Tabelle 10-37:	Massenbilanz je Prozess (1)	236
Tabelle 10-38:	Massenbilanz je Prozess (2)	237
Tabelle 10-39:	Massenbilanz je Prozess (3)	238
Tabelle 10-40:	Massenbilanz je Prozess (4)	239
Tabelle 10-41:	Zugehörige Literatur zu den Massenbilanzen je Prozess (vgl. Tabelle 10-37, Tabelle 10-38, Tabelle 10-39 und Tabelle 10-40)	240

Tabelle 10-42:	Materialkosten und zugehörige Literatur	241
Tabelle 10-43:	Homogenes Produktionsgut und Produktionsmengen je Prozess, Stützjahr und Szenario, endogen berechnet und grundlegend basierend auf [508], [53]	242
Tabelle 10-44:	Minimale und maximale Anteile der Produktionsmenge am homogenen Produkt der jeweiligen Verfahrensrouten	243
Tabelle 10-45:	Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (1)	244
Tabelle 10-46:	Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (2)	245
Tabelle 10-47:	Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (3)	246
Tabelle 10-48:	Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (1)	247
Tabelle 10-49:	Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (2)	248
Tabelle 10-50:	Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (3)	249
Tabelle 10-51:	Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (4)	250
Tabelle 10-52:	Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (1)	251
Tabelle 10-53:	Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (2)	252
Tabelle 10-54:	Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (3)	253
Tabelle 10-55:	Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (4)	254
Tabelle 10-56:	Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (5)	255
Tabelle 10-57:	Zuordnung der Querschnittstechnologiemassnahmen [82] zu den Anwendungen und eigene Berechnung der technoökonomischen Parameter der prozessunspezifischen Maßnahmen	256
Tabelle 10-58:	Referenzbildung je Anwendung über die zugeordneten Thermoprozessanlagen und Brenner, Eigene Berechnung nach Einzeltechnologien (vgl. Tabelle 10-59 und Tabelle 10-60) sowie [134], [169], [380], [92], [93], [381]	257
Tabelle 10-59:	Thermoprozessanlagen und Brenner, strombasiert	258
Tabelle 10-60:	Thermoprozessanlagen und Brenner, brennstoffbasiert	259
Tabelle 10-61:	Energieträgerrestriktion je Thermoprozessanlage, minimale und maximale Anteile am Brennstoffmix	260
Tabelle 10-62:	CO ₂ -Abscheidungstechnologien und zugehörige Parameter in den industriellen Szenarien	261
Tabelle 10-63:	Weitere Kennwerte der CO ₂ -Abscheidung	261
Tabelle 10-64:	Smlnd-Modellebenen und zugeordnete Eingangsparameter	263
Tabelle 10-65:	Optimierungsvariablen, alle Module	264
Tabelle 10-66:	Hauptoptimierungsvariablen des ersten Moduls, Materialien und Verfahrensrouten	264
Tabelle 10-67:	Hauptoptimierungsvariablen des zweiten Moduls, Maßnahmen	264
Tabelle 10-68:	Hauptoptimierungsvariablen des dritten Moduls, Thermoprozessanlagen (TPA)	265
Tabelle 10-69:	Hauptoptimierungsvariablen des vierten Moduls, CO ₂ -Abscheidung	265
Tabelle 10-70:	Hauptoptimierungsvariablen des fünften Moduls, optimierter Brennstoffeinsatz	265

Tabelle 10-71:	Vom Modul beeinflusste Kosten der anderen Module	266
Tabelle 10-72:	Vom Autor betreute, wissenschaftliche Arbeiten	267

1 Motivation und Problemstellung

Im Zuge des ersten allgemeinen, rechtsverbindlichen Klimaschutzabkommens von Paris haben die Vereinten Nationen beschlossen, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf möglichst 1,5 °C gegenüber (ggü.) der vorindustriellen Zeit zu begrenzen [1]. Um das Ziel zu erreichen, müssen die anthropogenen CO₂-Nettoemissionen nach dem Sonderbericht¹ des „International Panel on Climate Change“ (IPCC) bis 2030 um 45 % und bis 2050 um 100 % ggü. 2010 (~37 GtCO₂) sinken [2], [3], [4]. Bis einschließlich 2018 hat sich das Emissionskontingent des 1,5 °C-Ziels (~2 600 GtCO₂) bereits um rund 2 240 GtCO₂ verringert² und nimmt durch die jährlichen anthropogenen CO₂-Emissionen in Höhe von 42 GtCO₂ weiter ab (Referenz: 2018) [2], [3], [5]. Zwar beträgt der Anteil Deutschlands an den globalen Emissionen gegenwärtig nur rund 2 % (2018) [6], historisch gesehen ist die Bundesrepublik jedoch für einen höheren Ausstoß verantwortlich [5]. So liegt der Anteil Deutschlands an den kumulierten weltweiten Emissionen zwischen 1970 und 2018 bei rund 4 % [6], [5]. Von 208 Ländern rangiert Deutschland in der Historie damit auf dem fünften Platz [6]. Wird der Anteil an der Weltbevölkerung als Kriterium herangezogen [7], emittiert die Bundesrepublik gegenwärtig rund 85 % mehr Emissionen (2018), als ihr zustünden [8], [6]. Wird zudem das verbleibende Emissionsbudget anhand des Weltbevölkerungsanteils auf die Länder verteilt [7], blieben Deutschland ab 2019 nur noch Kontingente in Höhe von ~4,1 GtCO₂, um die Erderwärmung mit hoher Wahrscheinlichkeit (67 %) auf 1,5 °C zu begrenzen [8], [2].³ [5]

Angesichts der historisch hohen und den gegenwärtig überproportionalen Emissionsanteilen sowie der geringen verbleibenden Kontingente, trägt Deutschland als entwickelte Industrienation eine besondere Verantwortung für die zukünftige Verminderung. Auch deshalb hat sich Deutschland das ambitionierte Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu werden [9], [10]. Derzeit ist die Industrie mit rund 190 MtCO₂-Äquivalenten⁴ und einem Anteil von ~22 % nach der Bereitstellung (309 MtCO₂, 36 %) der Sektor mit den höchsten direkten Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) in Deutschland [11], [5]. Während im Bereitstellungssektor mit Photovoltaik- und Windenergieanlagen bereits etablierte und zunehmend hochlaufende Defossilisierungsoptionen zur Verfügung stehen, ist die THG-Neutralität in der heterogenen Industrie mit höherer Unsicherheit behaftet [5]. Im Gegensatz zum Bereitstellungssektor, in dem die Emissionsanteile seit Jahren schrumpfen⁵, wächst der industrielle Anteil kontinuierlich⁶ [11]. Das treibhausgasneutrale Deutschland hängt folglich zunehmend vom Gelingen der Industrierende ab [9], [10]. Zwar hat die Industrie mit einer Emissionsverminderung um ~33 % in 2018 ggü. 1990 ebenfalls bereits einen Teilerfolg erzielt [11], seit Anfang der 2000er Jahre stagnieren die absoluten Emissionen jedoch [12], [11]. Um das nationale Sektorziel von 58 % in 2030 ggü. 1990 zu erreichen [13], [14], ist ein Kraftakt erforderlich [15]. Der daraus resultierende Innovationsdruck und Forschungsbedarf wird durch den internationalen Wettbewerb und die Prozessspezifika noch verstärkt [16], [17]. Um die Industrie treibhausgasneutral zu stellen und den prozessspeziellen Technologien gerecht zu werden, ist eine grundlegende Transformation und ein breites Maßnahmenpektrum erforderlich [18], [5], [19], [20]. Nach dem Sonderbericht des IPCC [21]

¹ Sonderbericht zur globalen Erwärmung um 1,5 °C in 2018

² Hohes Vertrauen bzw. Wahrscheinlichkeit (high confidence, 67 %), die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, IPCC

³ Die ausgewiesenen Emissionen im Abschnitt umfassen die anthropogenen energie- und prozessbedingten CO₂-Nettoemissionen. Da das IPCC im Bericht keine Gesamtbudgets für die Wirksamkeit aller Treibhausgase ausweist, exkludiert die Betrachtung weitere „Nicht-CO₂-Emissionen“ wie Methan, Lachgas, F-Gase und Ruß.

⁴ Der Begriff „CO₂“ schließt im Nachfolgenden alle CO₂-Äquivalente ein. CO₂-Emissionen und weitere treibhauswirksame Nicht-CO₂-Emissionen wie Methan, Lachgas, F-Gase und Ruß werden im weiteren Verlauf der Arbeit nicht explizit unterschieden, sind jedoch in den prozessbedingten Emissionen enthalten. Der Ausdruck „CO₂-Emissionen“ steht damit stellvertretend für alle emittierten Treibhausgase (THG). Wird von dem Prinzip abgewichen, wird explizit darauf hingewiesen.

⁵ Anteil des Bereitstellungssektors an den deutschen THG-Emissionen - 2010: 39,1 %, 2020: 29,8 %

⁶ Anteil der Industrie an den deutschen THG-Emissionen - 2010: 20,0 %, 2020: 24,1 %

umfasst die Industriewende neben der Energie- und Materialeffizienz u. a. den Einsatz alternativer Verfahrensrouten, alternativer Energieträger und der CO₂-Abscheidung [19], [16]. [5]

Die Unsicherheit bei der Auswahl geeigneter Technologien zur richtigen Zeit können Industriemodelle reduzieren. Sie bieten die Möglichkeit, den Einsatz klimaschonender Technologien in einer Simulationsumgebung vorab zu „testen“ [5]. Die Modelle erlauben es, Interdependenzen und Wechselwirkungen zwischen den kleinteiligen Komponenten der Industrie zu analysieren [5]. Es existieren bereits einige Modelle, die Transformationspfade der deutschen Industrie ableiten [18], [22], [23], [24], [25], [26], [27]. Die Simulationen zeigen Wege hin zu einer nahezu vollständigen THG-Verminderung auf. Modus Operandi in der Industrieforschung ist es derzeit meist, Expertenaussagen und andere Priorisierungsinstrumente zur Ableitung von Transformationspfaden zu nutzen [18], [22], [23], [25], [26]. Systemforscher in der Bereitstellung bestimmen Transformationspfade hingegen meist anhand von Optimierungsmodellen [28], [29], [30]. Um kosteneffiziente und -effektive industrielle Transformationspfade abzuleiten, erhöhen Optimierungsmodelle im Vergleich zu den bisher weitestgehend exogen determinierten Modellen die Freiheitsgrade bei der Bewertung und Auswahl von Technologien und deren Opportunitäten [19]. Im Einklang mit einer kosteneffizienten Defossilisierung bieten Optimierungsmodelle die Option, technologieoffene und wertfreie Transformationspfade zu konstruieren. Da zwischen 2020 und 2030 eine wegweisende und klimarelevante Investitionsphase in der Industrie ansteht, die den Sektor wegen der langen Reinvestitionszyklen über Jahre prägen wird [31], [32], ist eine fundierte Entscheidungsgrundlage erforderlich [5]. Wissensbasierte Entscheidungen auf Basis von Industriemodellen können die Effektivität und Effizienz der THG-Verminderung steigern [19], indem geeignete Technologien zur richtigen Zeit eingesetzt werden. Um das Wissen, wie die Industrie transformiert werden kann zu vertiefen und zu verbreitern, sind modellgestützte Transformationspfade erforderlich [18]. [5]

2 Untersuchungsgegenstand

Der Abschnitt stellt zunächst den aktuellen Forschungsstand zu relevanten Themenfeldern der Dissertation vor und arbeitet anschließend den Forschungsbedarf heraus. Darauf aufbauend werden die Forschungsfragen und Ziele der Dissertation abgeleitet.

Forschungsstand

Die Analyse zum aktuellen Forschungsstand beschäftigt sich mit Industriemodellen, daraus abgeleiteten industriellen Transformationspfaden und deren Datengrundlage. Abgesehen von Aktualisierungen und Erweiterungen basiert der Teilabschnitt auf im Rahmen der Dissertation bereits publizierten Vorarbeiten [18], [33]. Tabelle 2-1 fasst die analysierten Modelle zusammen.

Tabelle 2-1: *Identifizierte und analysierte Industriemodelle*

Institut/Unternehmen	Industriemodell	Modellperspektive	Literatur
Fraunhofer ISI	FORECAST Industry	Mikroökonomisch	[34], [22], [35], [36], [31], [37], [38]
Prognos AG	Prognos, Industriemodell	Makroökonomisch	[39], [23], [40], [41]
Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI)	DIMENSION+, Industriemodul	Makroökonomisch	[42], [26], [43]
Wuppertal Institut	WISEE Modell	Mikroökonomisch	[25], [44]
Joint Research Institute	POTEnCIA	Sowohl mikro- als auch makroökonomische Charakteristika	[27], [45], [46]
Nationale Technische Universität Athen	Primes, Industriemodul	Sowohl mikro- als auch makroökonomische Charakteristika	[24], [47], [48]

Die Industriemodelle bzw. die Industriemodule der übergeordneten Energiesystemmodelle gliedern die deutsche Volkswirtschaft in Teilsysteme. Die Analyse erfolgt anhand ausgewählter Kriterien, welche u. a. die Struktur, die analytische Herangehensweise und den mathematischen Ansatz beleuchten. Die Analyse Kriterien gehen auf die nach van Beek [49] definierte Klassifizierung und Charakterisierung von Energiesystemmodellen zurück.

Das Industriemodell **FORECAST Industry** des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) bildet die deutsche Industrie bottom-up in fünf Submodulen ab. Die fünf Module umfassen energieintensive Prozesse (1), Öfen (2), elektrische Motoren und Beleuchtung (3), Dampf und Warmwasser (4) sowie Raumheizung und Kühlung (5) [22], [35]. Aktivitätsgrößen wie die Produktionsmenge dienen in Kombination mit spezifischen Energieverbräuche zur Modellierung energie- und emissionsintensiver Prozesse [34]. Die Bruttowertschöpfung gibt die Entwicklung nicht-energieintensiver Prozesse vor [22]. Um die Leitplanken der industriellen Transformation zu determinieren, bedient sich das Modell exogener Prognosedaten. Zum Zweck der THG-Verminderung unterscheidet das Modell vier Kategorien: Energieeffizienz (1), Brennstoffwechsel (2), CO₂-Abscheidung und -Speicherung (3) sowie Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft (4) [22]. Die Diffusion der CO₂-Verminderungsoptionen erfolgt aus mikroökonomischer Perspektive [35]. Die Diffusionsmethode hängt vom Modul ab [22]. Die Technologiediffusion in den Modulen „energieintensive Prozesse“ sowie „Elektromotoren und Beleuchtung“ beruht auf Amortisationszeiten und logistischen Wachstumsfunktionen [22], [50]. Investitionen in Maßnahmen, welche die Effizienz der beiden Module steigern, erfolgen ebenfalls amortisationszeitgebunden [22]. Die Maßnahmen werden hinsichtlich des sich ergebenden Barwerts der Investition priorisiert. Die Transformationsgeschwindigkeit gibt die logistische Wachstumsfunktion vor [22]. Eine Nutzenfunktion hingegen bestimmt den Technologie- und Brennstoffeinsatz in den Submodulen „Öfen“, „Dampf und Warmwasser“ sowie „Raumheizung und -kühlung“. Die Nutzenfunktion geht auf die

Theorie der diskreten Entscheidungsfindung („Theory of discrete choice“) nach McFadden zurück [51] und erweitert den Begriff der strengen ökonomischen Entscheidung um individuelle Präferenzen des auswählenden Subjekts [31]. Die Nutzerpräferenz basiert neben den klassischen Kapital- und Betriebskosten auf weiteren Einflussfaktoren wie der Regulatorik, technischen Restriktionen und branchenspeziellen Tendenzen [38]. Der sich aus der Funktion ergebende Nutzwert bestimmt gemeinsam mit dem Logit die Auswahlwahrscheinlichkeit der Alternativen [37]. FORECAST Industry gibt den Anlagenbestand vor, um z. B. die Investitionsentscheidung auf natürliche Reinvestitionszyklen zu beschränken [31]. Das Modell berechnet die Submodule und industriellen Transformationspfade fast vollständig modellendogen. Modulübergreifende Simulationen münden in energieträger-, anwendungs- und technologiescharfen Energieverbräuchen, Emissionen und Kosten [34], [22]. Die Anwendungen „Prozesswärme“ und „Prozesskälte“ unterteilt das Modell in mehrere Temperaturniveaus [34], [36]. Auf Industrieebene werden sieben Wirtschaftszweige und 15 Energieträger unterschieden. FORECAST Industry wird unter anderem in den Energie- und Klimastudien [52] und [53] eingesetzt. [18], [33]

Um den prospektiven branchen-, energieträger- und anwendungsscharfen Endenergieverbrauch zu berechnen, bildet das **Modell von Prognos** die Industrie bottom-up über Aktivitätsgrößen und spezifische Parameter ab [47], [39], [23], [40]. Basierend auf der deutschen Energiebilanz und ausgewählten Industriestatistiken unterscheidet das Modell 14 Branchen, 26 Anwendungen und 35 Energieträger [39], [23]. Entscheidende spezifische Einflussgrößen bilden die Wertdichte (Wh/€) und, bei besonders energie- und emissionsintensiven Branchen, der spezifische Energieverbrauch (Wh/kg) [39]. Branchen- und prozessscharfe Projektionen der Bruttowertschöpfung (€) und Produktionsmenge (kg) bilden die Grundlage, um den zukünftigen Endenergieverbrauch zu berechnen [39], [47]. Die Fortschreibung der branchengenauen Bruttowertschöpfung und Erwerbstätigen beruht auf den Ergebnissen des Wirtschaftsmodells „VIEW“ [41]. In der Vergangenheit beobachtete Veränderungen der Effizienz, Energieträger und Wertdichte überträgt Prognos trendbasiert in die Zukunft [23]. Maßnahmenbündel adressieren technische Entwicklungen in den Produktionsprozessen. Das Modell übersetzt die branchenscharfen Maßnahmenbündel in ökonomische Kennzahlen [47] und priorisiert sie nach ihren makroökonomischen Verminderungskosten. Neben den Kosten fließen praktische, gesellschaftliche und politische Restriktionen ein [39]. Die Diffusion von Effizienzmaßnahmen beruht auf Austauschraten, die sich an der technischen Nutzungsdauer und der Wirtschaftlichkeit des Anlagenwechsels orientieren [23]. Ferner gibt das Industriemodell eine gewisse Technologieentwicklung hin zu effizienteren Anlagen exogen vor [23]. Die Simulationen münden in branchenscharfen Energieverbräuchen, Energiekosten und Emissionen [40]. In der wissenschaftlichen Praxis nutzen die „Klimapfade für Deutschland“ [39] und die „Energierferenzprognose“ [40] das Industriemodell der Prognos AG. [18], [33]

Im Gegensatz zur Prognos AG und dem Fraunhofer ISI nimmt das Industriemodell des Energiewirtschaftlichen Instituts zu Köln (EWI) (**DIMENSION+**) keine endogene bottom-up Modellierung der Industrie vor [42], [26], [39], [22], [23]. Stattdessen legt das Modell branchengenaue Transformationspfade mit makroökonomischer Perspektive top-down fest [47], [42], [26]. Anhand existierender THG-Verminderungspakete bestimmt das Modell die branchenscharfe Entwicklung des Endenergieverbrauchs. Experten legen die Paketdiffusion modellexogen fest [47]. Die industrielle Entwicklung beruht auf industriellen Projektionen zur Bruttowertschöpfung, Effizienzsteigerung und Recyclingquote [26], [43]. Die Projektionen bedienen sich historischer Fortschreibungen und Expertenaussagen. Kapitalkosten berücksichtigt das Industriemodell bei der Bestimmung exogener Transformationspfade bisher nicht [42], [26], [43]. Die Modellrechnungen liefern Energieverbräuche und Emissionen auf Industrieebene sowie von einzelnen energie- und emissionsintensiven Prozessen. Das EWI

und die deutsche Energieagentur (dena) nutzen DIMENSION+, um die industriellen Szenarien der dena-Leiststudie „Integrierte Energiewende“ abzuleiten [54], [42]. [18], [33]

Das Industriemodul des **WISEE Modells** vom Wuppertaler Institut bildet Produktionstechnologien ausgewählter Wertschöpfungsketten über Ressourcen, Produkt- und Energieflüsse ab [44]. Industrielle Simulationen basieren auf mindestens zwölf individuellen Prozessen. Von Experten eingebrachte Entwicklungen bilden die Grundlage, um exogene Transformationspfade auszuarbeiten. Das Hauptaugenmerk liegt auf der Ableitung von Effizienz- und THG -Verminderungspotenzialen individueller Fertigungsprozesse. Optimierte, endogene Transformationspfade der Industrie zu konstruieren, ist hingegen nicht Modellierungsziel [44]. Den Energieverbrauch errechnet das Modell bottom-up über spezifische Energieverbräuche und Produktionsmengen (Aktivitätsgröße). Die Multiplikation des Energieverbrauchs mit den Emissionsfaktoren liefert die industrielle Emissionsentwicklung. Das Modell fußt auf drei THG-Verminderungsoptionen: energieeffizientere Produktion (1), die Erhöhung der Material- und Ressourceneffizienz (2) sowie zunehmendes Recycling (3) [44]. Die Umsetzung der Optionen erfolgt modellexogen, nicht endogen [44]. Energieverbräuche und Emissionen je Fertigungsprozess bilden den Datenausgang des Modells [25]. Das WISEE Industriemodell berechnet die Szenarien der Studie „Klimaneutrale Industrie“ [32]. [18], [33]

Das Industriemodul des **POTEnCIA-Modells** („Policy Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment“) vom Joint Research Centre (JRC) bildet die industrielle Entwicklung von 28 EU-Ländern ab [46], [45]. Das Industriemodul formt repräsentative Wirtschaftssubjekte (Agenten), die in einer Zielfunktion kostenminimal kombiniert werden [45]. Insgesamt unterscheidet POTEnCIA elf Industriebranchen, wovon fünf energieintensiv und sechs nicht-energieintensiv sind. 17 Subbranchen, die Produktionsprozessen ähneln, gliedern das Industriemodell weiter auf. Das Modell hat die Möglichkeit die Treibhausgase durch den Einsatz alternativer Prozesse, die Veränderung der Prozesseigenschaften (z. B. Energieeffizienz) und die Energieträgerwahl zu senken. Das Modell interpretiert die Produktionseinheiten (Anlagen, orig. „Installations“), die zur Herstellung einer Tonne des Prozessprodukts (Aktivitätsgrößen) notwendig sind, als Wirtschaftssubjekt bzw. Agent [45]. Die Agenten fassen die Entscheidungspräferenzen der homogenen Wirtschaftszweige und Subbranchen zusammen. In der Industrie fließen die Entscheidungspräferenzen folglich in die Produktionseinheiten der Prozesse ein. Verbraucher können hinsichtlich der Nutzerpräferenz zwischen einer „gewöhnlichen“, „fortgeschrittenen“ oder „hochmodernen“ Anlage entscheiden, welche sich z. B. in ihrem spezifischen Energieverbrauch unterscheidet. Die Anlagen können ihre Effizienz bis zu einem exogen vorgegebenen technischen Minimum verbessern [45]. Die Agenten reagieren auf Preisänderungen, berücksichtigen technologische Charakteristika und schließen politische Maßnahmen ein [45]. Die Produktionsmenge entwickelt sich durch die Multiplikation der Bruttowertschöpfung (€) mit der Produktionsmengenintensität (t/€) und einem strukturellen Reaktionsparameter (dl) [45]. Die Bruttowertschöpfung wird dem Modell exogen vorgegeben. Der strukturelle Reaktionsparameter spiegelt bspw. die Produktivität wider und ist als Faktor zur Variation der Produktionsmengenentwicklung durch exogene Ereignisse zu verstehen. Die energiewirtschaftlichen Modellparameter ergeben sich durch die Multiplikation von spezifischen Kenngrößen (z. B. spezifischen Energieverbrauch pro Anlage) und der Anzahl der Anlagen. Der nach Alter segmentierte Anlagenbestand (Kapazitäten) ändert sich durch neue Investitionen aufgrund von Wertschöpfungsänderungen, Reinvestitionen am und Sonderabschreibungen vor dem Ende der technischen Nutzungsdauer [45]. Die Technologiekosten werden für die Basisjahre exogen vorgegeben, unterliegen in Abhängigkeit der Technologieveränderung und Lernkurven jedoch einer Kostendegression [45]. Energieträger- und anwendungsscharfe Verbräuche von Prozessanlagen und Querschnittstechnologien sowie stofflich genutzte Energieträger bilden das Ergebnis. Das Modell kann auf eine umfangreiche Industriedatenbank („Integrated Database of the European Energy System“, JRC-IDEES)

zurückgreifen [27]. Das JRC nutzt POTEnCIA u. a., um das „Central Scenario“ der europäischen Kommission zu berechnen [55].

Wie POTEnCIA berechnet das Industriemodul des „Price-Induced Market Equilibrium System (**Primes**)“ Modells der Nationalen Technischen Universität Athen die Energie- und Emissionsentwicklung der 28 EU-Länder, darunter auch die der deutschen Industrie [24], [47], [48]. Neun Haupt- und 24 Teilbranchen untergliedern das Industriemodell. Individuelle Prozesse und Querschnittstechnologien detaillieren die Branchen weiter [24]. Das Primes Industriemodell unterscheidet u. a. sechs THG-Verminderungskategorien: Verfahrensrouten, Thermoprozessanlagen, Energieträger, Rohstoffe, Energieeffizienz und CO₂-Abscheidung [24]. Wie POTEnCIA definiert Primes repräsentative Agenten, deren Verhalten aus volkswirtschaftlicher Perspektive in einem nichtlinearen Komplementaritätsproblem kostenminimal kombiniert wird [24]. Die repräsentativen Agenten der Industrie beziehen sich auf die industrielle Produktion. Die Wahl des Brennstoffs und des Technologiemicx folgt einem verschachtelten Budgetallokationsproblem. Auf Prozessebene umfasst das Modul mehrere Verfahrensrouten, die auf Kostenbasis miteinander konkurrieren. Auf der darunter liegenden Ebene stehen außerdem mehrere Energieträger im Wettbewerb. Die Energieeffizienz hängt zum einen von der gewählten Verfahrensrouten, zum anderen von den direkten Investitionen in Energieeffizienzoptionen ab. Die Optionen folgen Kosten-Mengen-Kurven, die ein begrenztes Potenzial und steigende Kosten aufweisen. Der Energieverbrauch der Branchen, Prozesse und Querschnittstechnologien ergibt sich durch das Gleichgewicht zwischen Energienachfrage der Agenten und der Energiebereitstellung der untergeordneten Ebenen [24]. Die Energiebereitstellung erfolgt auf Basis spezifischer Größen und der industriellen Produktion. In die Technologiewahl fließen u. a. wirtschaftliche Faktoren, die Technologielebensdauer, der vorhandene und sich dynamisch ändernde Anlagenbestand, die Technologiereife und der regulatorische Rahmen ein. Branchen- und länderscharfe Energieverbräuche und Emissionen, u. a. der deutschen Industrie, bilden den Output des Modells [48]. Die EU-Referenzszenarien basieren auf dem Primes-Modell [56], [48]. [18], [33]

Wie die Industriemodelle DIMENSION+ [26] und WISEE [44] ermitteln oder empfehlen Studien wie [57], [58], [59], [60], [61] und [62] industrielle Transformationspfade, wählen Technologien jedoch modellexogen aus. Die Ergebnisse beruhen auf Expertenaussagen, Metaanalysen und Fragebögen, die in statischen Analysen münden. In einem höchst dynamischen Umfeld wie der Industrie sind die Methoden durchaus kritisch zu hinterfragen. Ihre Legimitation haben die Ansätze jedoch trotzdem, da sie die individuelle Entscheidung industrieller Akteure stärker gewichten, als es bspw. makroökonomische Industriemodelle tun.

Sektorenübergreifende Untersuchungen, wie die gesamtsystemischen energie- und klimapolitischen Szenarien [63], [42], [39], [64], [65], [52], [40], [17] beschränken sich auf die Analyse der Industrie als Teil des Gesamtsystems. Die Studien [34], [32], [59], [60], [61], [57] und [62] widmen sich hingegen allein der Transformation des Industriesektors. Forschungsarbeiten wie [66], [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73] und [74] führen branchenscharfe Betrachtungen zum Status Quo und der industriellen Transformation durch. Die Studien analysieren die Stahl- [70], [71], [72], [74], [73] und die Chemieindustrie [66], [67], [68], [69]. [18], [33]

Industriemodelle benötigen aufgrund der industriellen Heterogenität eine Vielzahl an Datensätzen und eine breite Datenbasis. Die notwendigen Daten entstammen u. a. industriellen Statistiken (z. B. [75], [76], [77]), einschlägiger Fachliteratur (z. B. [78], [79], [80], [81]), Arbeiten gängiger Forschungsinstitute und Universitäten (z. B. [82], [83], [84], [31], [85]) sowie Jahresberichten individueller Unternehmen (z. B. [86], [87]).

Erkenntnisse aus der Analyse des aktuellen Forschungsstands und Ableitung des Forschungsbedarfs

Die Simulationsmodelle FORECAST Industry, Prognos Industrie, WISEE, DIMENSION+, Primes und POTEnCIA berechnen Transformationspfade der deutschen Industrie. Die Literatur zeigt jedoch, dass nur wenige Industriemodelle endogene und technologieoffene Transformationspfade ableiten. Bspw. erfolgt im DIMENSION+ und dem WISEE Modell keine endogene Technologieentscheidung, Transformationspfade werden überwiegend exogen vorgegeben. Mit FORECAST Industry, Primes, POTEnCIA und dem Prognos Industriemodell ist es möglich, Technologiemixszenarien zu konstruieren. [18], [33]

Die genauen Modellierungsmethoden des Industriemodells der Prognos AG zur Umsetzung von kleinteiligen CO₂-Verminderungsoptionen bleibt unklar, da sie nicht vollumfänglich öffentlich zugänglich sind [23]. Zudem beschreibt die Literatur zum Prognos-, Primes- und POTEnCIA-Modell nicht oder nur teilweise, welche Kriterien die Modelle bei der Entscheidung zugunsten individueller THG-Verminderungsoptionen anlegen [23], [24], [45]. Die Angaben in [23] lassen jedoch den Schluss zu, dass das Prognos-Industriemodell lediglich Maßnahmenbündel auf Branchen-, und nicht auf Prozessebene umsetzt. FORECAST Industry und WISEE nehmen vollständig, POTEnCIA und PRIMES teilweise eine betriebswirtschaftliche Perspektive ein. Systemische Konnotationen sind nicht Hauptaugenmerk der Simulationen. Aus makroökonomischer Perspektive steuert die Politik mikroökonomische Investitionsentscheidungen, indem sie den regulatorischen Rahmen anpasst. Um die wegweisende Investitionsphase in der Industrie zwischen 2020 und 2030 im Sinne des Klimaschutzes lenken zu können [32], benötigt die Politik eine nicht vorgeprägte, wissenschaftliche Entscheidungsgrundlage auch aus makroökonomischer Perspektive. [18], [33]. Im Gegensatz zu den überwiegend determinierten Modellen [44], [23], [26], [22], gewähren Primes [24] und POTEnCIA [45] höhere Freiheitsgrade und optimieren industrielle Transformationspfade auf Kostenbasis. Die technoökonomischen Dimensionen bleiben jedoch weitestgehend auf Energie- und Emissionsströme begrenzt.

Die Literaturanalyse belegt außerdem, dass industrielle Transformationspfade meist entweder in Gesamtsystemstudien eingebunden [42], [39], [52], [40] oder auf einzelne Branchen spezialisiert sind [66], [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73], [74]. Gesamtsystemstudien weisen im Vergleich zu spezialisierten Industriestudien meist einen geringen Detailgrad hinsichtlich der industriellen Transformation auf. Branchenspezialisierte Studien sind auf Branchentransformationspfade begrenzt und vernachlässigen Wechselwirkungen, welche beispielsweise bei der Konkurrenz um Energieträger im Industriesektor entstehen (z. B. Biomasse, Wasserstoff). Die Studien [32], [59], [60], [61], [57] und [62] widmen sich zwar ausschließlich dem Industriesektor, modellieren die Industrie jedoch entweder nicht dynamisch [59], [60], [61], [57], [62] oder treffen keine endogene Technologieentscheidung [32]. Lediglich die Untersuchung in [34] widmet sich ausschließlich dem Industriesektor und wählt Technologien endogen aus, nimmt jedoch wie PRIMES [24] und POTEnCIA [45] eine europäische Perspektive mit vergleichsweise hoher Flugebene ein. Im Gegensatz zu [45] und [24] leitet [34] auch keine optimierten industriellen Transformationspfade ab.

Neben den Erkenntnissen zu den Industriemodellen und den damit verbundenen Transformationspfaden bestätigt die Analyse, dass im Allgemeinen auf eine breite literarische Datenbasis zur Industrie aufgebaut werden kann (Statistiken, Fachliteratur, Unternehmenskennzahlen). Im Speziellen liegen die Daten jedoch meist nur vereinzelt, in teils unzureichender Qualität und auf unterschiedlichen Aggregationsstufen vor. Spezielle Daten wie Ein- und Ausgangsmaterialien fließen überdies bisher kaum in industrielle Szenarien und Analysen ein und sind dementsprechend auch eingangsdatenseitig kaum verfügbar.

Abschließend ist festzuhalten: Es bestehen zwar bereits Modellierungsansätze zur Abbildung der deutschen Industrie, sie weisen jedoch noch Forschungslücken auf und bieten Platz für weitere wissenschaftliche Arbeiten im Themenfeld. So existieren kaum Industriemodelle, die mehrerer technoökonomische Dimensionen (z. B. Energie, Emissionen, Kosten, Materialien) abbilden, endogen optimierte Transformationspfade mit hohen Freiheitsgraden berechnen und ihr Hauptaugenmerk auf die deutsche Industrie legen. Analysen und Modelle determinieren Transformationspfade hingegen häufig durch exogene fixierte Vorgaben. Im Vergleich zu statischen Analysen ermöglichen es kostenoptimierte Industriemodelle hingegen, dynamische Simulationen durchzuführen und Wechselwirkungen einzubeziehen. Komplexe endogene Wechselwirkungen (z. B. Konkurrenz) zwischen den verschiedenen kleinteiligen Industriekomponenten (z. B. Produktionsprozesse, Technologien) integrieren die bestehenden Modelle kaum. Wechselwirkungen bestimmen jedoch maßgeblich die Ausgestaltung des industriellen Transformationspfads. Beispielsweise konkurriert die Hochofenstahl- mit der H₂-Stahlroute, welche prospektiv ggf. ein besseres Kosten-Nutzen Verhältnis in Abhängigkeit des vorgegebenen Klimaschutzambitionsniveaus (z. B. CO₂-Verminderungsziel) aufweist.

Optimierte Modelle offerieren die Konstruktion wertfreier, technologieoffener und unvoreingenommener industrieller Transformationspfade anhand einer gemeinsamen Zielsetzung. Die Heterogenität der Industrie erfordert es, differenzierte Ansätze zu verfolgen, um verschiedene Blickwinkel bei der industriellen Transformation einnehmen zu können. Die Erweiterung bestehender um zusätzliche Arbeiten im Forschungsbereich bietet die Option, einzelne Modellierungsansätze zu validieren und die Basis für wissenschaftlich fundierte Entscheidungen zu vertiefen und zu verbreitern. Die notwendige Datengrundlage zur Konstruktion eines Industriemodells ist zwar breit, aber meist nicht homogen. Folglich kann zwar auf bestehende Arbeiten aufgesetzt werden, sie sind jedoch an den notwendigen Stellen zu aktualisieren, zu ergänzen, zu erweitern und zu homogenisieren.

Forschungsfragen, Ziele und weitere Arbeitsschritte

Aus der Analyse des aktuellen Forschungsstands und der Abgrenzung des Forschungsbedarfs ergeben sich mehrere Forschungsfragen und Ziele.

Übergeordnetes Ziel der Arbeit ist es ein Industriemodell zu konstruieren, welches konsistente Transformationspfade der Industrie ableitet und die Entwicklung technoökonomischer Charakteristika des deutschen Industriesektors in Szenarien ausweist. Folgende Forschungsfragen detaillieren das übergeordnete Ziel:

Frage 1: *Welche technoökonomischen Parameter und Kennwerte sind erforderlich und wie können sie erhoben und aufbereitet werden, um eine kleinteilige und konsistente Modellierung der deutschen Industrie zu erreichen?*

Daten zum Status Quo bilden die Grundlage, um die Industrie modellieren und konsistente Transformationspfade ableiten zu können. Im Rahmen der ersten Forschungsfrage sind relevante technoökonomische Parameter und Kennwerte zu identifizieren, zu erheben und aufzubereiten. Die Daten sollen mittels bestehender und neu entwickelter Methoden erhoben werden. Ziel ist es, eine breite Datengrundlage zu schaffen, welche den mehrere Basisjahre umfassenden Status Quo der Industrie wiedergibt und das Fundament zur Ableitung industrieller Transformationspfade legt.

Frage 2: *Wie kann eine kleinteilige Abbildung der Industrie in einer Modellierungsumgebung erreicht und konsistente, industrielle Transformationspfade in einem Optimierungssystem auf Basis individueller Modellkomponenten konstruiert werden?*

Erstes Ziel der zweiten Forschungsfrage ist es, Methoden zu identifizieren und zu entwickeln, welche die aufbereiteten Daten in eine modellendogene Industriestruktur überführen und die industrielle Basis berechnen. Die modellendogene Struktur und die Daten bilden die Grundlage, um Transformationspfade der Industrie in einer Modellierungsumgebung abzuleiten. Um kostenoptimierte Transformationspfade zu erarbeiten, zielt die Forschungsfrage zweitens auf die Entwicklung eines Optimierungssystems ab, das mehrere industrielle Aspekte und Komponenten integriert und kombiniert. Ziel ist es, die prospektive Entwicklung der Industrie basierend auf kleinteiligen und individuellen Komponenten wie Prozessen, Technologien, Maßnahmen und Materialien zu optimieren.

Frage 3: *Wie entwickeln sich die technoökonomischen Kennwerte der deutschen Industrie, welchen Lösungsraum spannen die industriellen Szenarien auf und welche Einflussgrößen (z. B. Kosten, Technologieverfügbarkeit, Anlagennutzungsdauer) bestimmen die endogene Entwicklung?*

Die dritte Forschungsfrage behandelt die Auswertung der Industriemodellierung und der damit verbundenen Transformationspfade. Ziel ist es, die Entwicklung der technoökonomischen Kennwerte im Industriesektor auszuweisen, aufzubereiten und Rückschlüsse auf den Modellierungsansatz zu ziehen. Darüber hinaus zielt die Forschungsfrage auf die Auswertung des von den Szenarien aufgespannten Lösungsraums und die Identifikation relevanter Einflussgrößen der industriellen Entwicklung ab.

Abbildung 2-1 visualisiert die weitere Struktur und fasst die Dissertationskapitel zusammen. Die Beschreibung der Motivation (1) und des Untersuchungsgegenstands (2) sind bereits erfolgt.

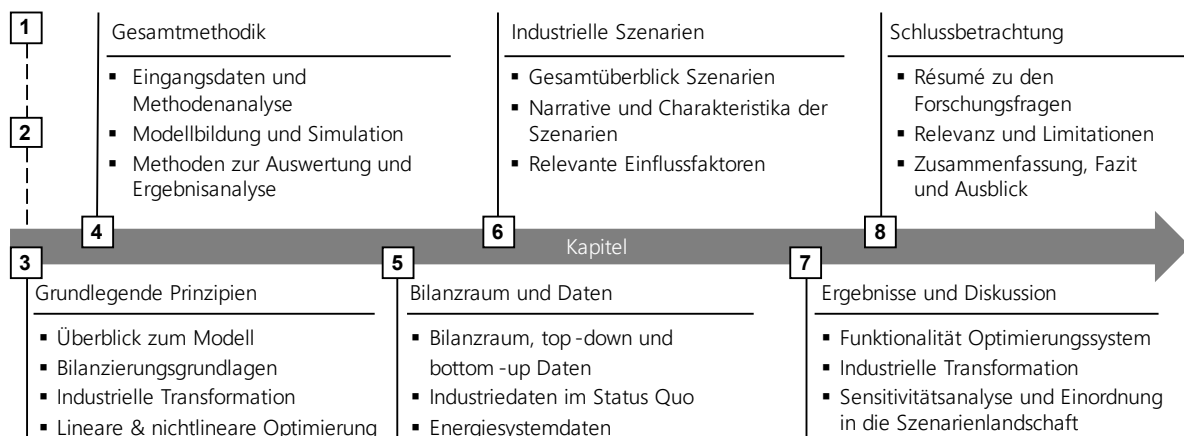


Abbildung 2-1: Weitere Struktur der Dissertation, untergliedert nach Kapiteln, Darstellung nach [88]

3 Grundlegende Prinzipien

Beginnend mit einer allgemeinen Einführung zum industriellen Sektormodell leitet das dritte Kapitel relevante Grundlagen zur Emissionsbilanzierung und zur Bewertung prospektiver Energieträger ab. Darüber hinaus werden Optionen zur CO₂-Verminderung vorgestellt, wesentliche Merkmale industrieller Transformationspfade beleuchtet sowie exogene Schocks in industriellen Szenarien diskutiert. Abschließend beschäftigt sich das Kapitel mit Wechselwirkungen in der industriellen Modellierung und Optimierung. Die grundlegenden Prinzipien werden jeweils in den Kontext der Modellentwicklung gesetzt.

3.1 Sektormodell Industrie (Smlnd)

Im Rahmen der Dissertation bereits veröffentlichte Entwicklungsschritte des industriellen Sektormodells (Smlnd) legen [5], [18], [89] und [90] offen. Der folgende Absatz stammt im Wesentlichen aus [5] und beleuchtet allgemeine Aspekte des Modells.

Smlnd nimmt diskrete Berechnungen mit variablem Zeithorizont⁷ zur Ableitung industrieller Transformationspfade aus makroökonomischer Perspektive vor [18]. Im Gegensatz zu anderen Modellen [58], [44], bildet Smlnd den sektoral abgegrenzten Bilanzraum der deutschen Industrie hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Emissionen vollständig ab. Statt nur ein Basisjahr zu verwenden, baut das Modell auf mehrjährigen, historischen Daten auf (hpts. 2015 - 2018). Smlnd umfasst mehrere Modellebenen. So wird die deutsche Industrie top-down in 14 Wirtschaftszweige (Branchen) unterteilt [75]. Bottom-up Parameter untergliedern das Modell weiter. So beinhaltet Smlnd 45 energie- und emissionsintensive industrielle Verfahrensrouuten⁸. Energie-, Emissions-, Kosten- und Materialdaten sowie weitere technoökonomische Parameter bilden die Grundlage des Sektormodells. Das Modell unterscheidet elf Energieträger⁹ sowie 14 Strom¹⁰- und acht Brennstoffanwendungen¹¹ [91], [75], [92], [93]. Eine Matrix kombiniert die Energieverbräuche energieträger- und anwendungsgenau [90]. Den Überblick zu den allgemeinen Aspekten des industriellen Sektormodell erweitert Kapitel 4 um eine detaillierte Beschreibung der Entwicklungsschritte und Methoden. Im vierten Kapitel wird dargelegt, wie relevante Eingangsdaten erhoben, Modellstrukturen geschaffen und kostenoptimierte Transformationspfade abgeleitet werden können.

3.2 Emissionsbilanzierung und Emissionsziele in der Industrie

Treibhauswirksame Emissionen wie Kohlenstoffdioxid befinden sich in der Natur im Kreislauf und wandeln zwischen Quelle und Senke [94]. Um die CO₂-Emissionen und deren Äquivalente bilanzieren zu können, sind Prinzipien der Zuteilung zu definieren. Die Literatur unterscheidet in diesem Kontext das Quell- und Verursacherprinzip [95]. Das Quellprinzip bilanziert die Emissionen dort, wo sie entstehen [95], [96]. Fallen Emissionen bspw. bei der Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken zur Stromerzeugung an, sind sie nach dem Quellprinzip statt beim Stromverbraucher, im Energie- und Umwandlungssektor zu bilanzieren. Im Gegensatz dazu teilt das Verursacherprinzip die anfallenden Emissionen dem Verbraucher

⁷ Typischerweise bis 2045 bzw. 2050

⁸ Die Begriffe „Verfahrensroute“, „Produktionsprozess“ und „Prozess“ werden nachfolgend synonym verwendet

⁹ Fossiles Öl, fossile Gase, fossile sonstige Gase, fossile Kohlen, biogene Brennstoffe, Sonstige Brennstoffe, Strom, Wasserstoff, synthetische Gase, synthetisches Öl, synthetische Kohle

¹⁰ Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme kleiner 100 °C, Prozesswärme zwischen 100 °C und 200 °C, Prozesswärme zwischen 200 °C und 500 °C, Prozesswärme zwischen 500 °C und 1000 °C, Prozesswärme über 1000 °C, Prozesskälte, Klimakälte, Druckluft, Pumpen, Informations- und Kommunikationstechnologie, sonstige mechanische Energie, Beleuchtung

¹¹ Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme kleiner 100 °C, Prozesswärme zwischen 100 °C und 200 °C, Prozesswärme zwischen 200 °C und 500 °C, Prozesswärme zwischen 500 °C und 1000 °C, Prozesswärme über 1000 °C, mechanische Energie

zu. Setzt die Industrie beispielsweise Strom zur Erzeugung von mechanischer Energie ein, würden ihr die Emissionen nach dem Verursacherprinzip zugerechnet [95]. Nach der Klimarahmenkonvention [94] sind die Emissionen nach dem Quellprinzip zu bilanzieren und somit den Sektoren zuzuordnen, in denen sie ausgestoßen werden. Dementsprechend folgen die Emissionsbilanzierungen in den nationalen Inventarberichten (NIR) [76] ebenso wie die emissionsbezogenen Sektorziele Deutschlands dem Quellprinzip [13]. Das Quellprinzip kann aus Systemperspektive mit Blick auf die CO₂-Verminderung bei der Sektorkopplung unerwünschte Verhaltensweisen anreizen. So ist der Wechsel von fossilen Brennstoffen auf Strom aus Sicht der Industrie nach dem Quellprinzip schon heute klimaneutral, obwohl im Energie- und Umwandlungssektor nach wie vor hohe Emissionen entstehen (0,4 tCO₂/MWh, 2019) [97]. Geeignete Energieträgerkosten und CO₂-Preise sind deshalb entscheidend, um die verbleibenden CO₂-Emissionen an die gekoppelten Sektoren zu reflektieren und so unerwünschte Anreize zu nivellieren.

Smlnd ist sowohl im Stande die Emissionen nach dem Quell- als auch nach dem Verursacherprinzip zu bilanzieren. Im Rahmen der Dissertation grenzt Smlnd die zur Berechnung der energiebedingten Emissionen genutzten Emissionsfaktoren in drei Kategorien voneinander ab. Die Kategorien dienen verschiedenen Anwendungsfällen. Die erste und zweite Kategorie nutzt das Quellprinzip. Die dritte ergänzt die erste und zweite Kategorie um das Verursacherprinzip, indem Emissionen des Strombezugs berücksichtigt werden. Tabelle 3-1 gibt einen Überblick zu den drei Kategorien und den damit verbundenen Anwendungsfällen.

Tabelle 3-1: Kategorien hinsichtlich der energiebedingten Emissionsfaktoren im Modell

Kategorie (Kat)	1	2	3
Beschreibung der Kategorie	Direkte energiebedingte Emissionen in der Industrie	Emissionen mit kurz- und mittelfristig erneuerbarem Kohlenstoffkreislauf	Emissionen der Erzeugung im Energie- und Umwandlungssektor
Anwendungsfälle	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tatsächliche energiebedingte CO₂-Emissionen der Industrie vor Ort ▪ Tatsächlich segregierte Emissionen bei der CO₂-Abscheidung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂-Verminderung in der Industrie ▪ CO₂-Kosten der Industrie, wirken z. B. bei der Technologiewahl 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ergänzende Auswertungen, zu den Stromemissionen der Industrie

Die verbrennungsbedingten spezifischen Emissionen (Kat 1) umfassen den bei der Brennstoffumsetzung entstehenden CO₂-Ausstoß. Kategorie 1 nutzt das Modell hauptsächlich, um die tatsächlich bei der CO₂-Abscheidung segregierten Emissionen ermitteln zu können. Da Kategorie 1 auch die verbrennungsbedingten Emissionen erneuerbarer Brennstoffe ausweist, entspricht sie nicht den nach Scope 1 im „Greenhouse Gas (GHG) Protocol“ bilanzierten Emissionen [98], [99].

Die Zweite übernimmt die spezifischen energiebedingten Emissionen der ersten Kategorie, berücksichtigt jedoch den erneuerbaren Kohlenstoffkreislauf der Energieträger (Kat 2). Energieträger, die im Kreislauf keine Treibhausgase verursachen und in absehbarer Zeit erneuert werden können (z. B. synthetische Brennstoffe) bzw. nachwachsen (z. B. Biomasse), bewertet die zweite Kategorie mit Null-Emissionen. Die Emissionen, die im Bereitstellungssektor bei der Herstellung der erneuerbaren Energien anfallen, klammert die zweite Emissionskategorie aus. Die Kategorie dient im Modell zur Berechnung der real anfallenden Emissionskosten und zur Einhaltung des vorgegebenen CO₂-Ziels. Die zweite Kategorie entspricht den nach Scope 1 GHG-Protocol bilanzierten Emissionen (Quellprinzip) [94], [98], [99]. Die Sektorziele der Industrie [13] beschränken sich auf die Emissionen der zweiten Kategorie.

Kategorie 3 umfasst auch die Emissionen, welche bei der Energieerzeugung und -umwandlung im Bereitstellungssektor anfallen. Die Anwendung von Kategorie 3 beschränkt sich auf Einzelauswertungen zu den Emissionen des industriellen Strombezugs. Emissionen des Bereitstellungssektors, die bei der Erzeugung synthetischer (z. B. Wasserstoff) oder der Umwandlung biogener (z. B. Biomasse zu Biogas) und fossiler Energieträger (z. B. Kohle zu Koks) entstehen, exkludiert das Modell. Kategorie 3 bilanziert folglich

teilweise nach dem Verursacherprinzip und Scope 2 (GHG-Protocol), beschränkt sich aber auf Einzelauswertungen. Kategorieunabhängig klammert das Modell Emissionen des Energietransports aus.

Die Bundesregierung gibt Emissionsverminderungsziele sowohl für das Gesamtsystem als auch für einzelne Sektoren vor. Wie in den letzten Jahren zu beobachten war, unterliegen die Ziele sowie die dadurch angestoßene Transformation einem Wandel [9], [10], [100], [101], [14], [13]. Aus heutiger Sicht (2022) zielen sie auf eine THG-Verminderung im Gesamtsystem von 88 % bis 2040 und 100 % bis 2045 ggü. 1990 ab [9], [10]. Die Sektorziele sind bislang hingegen nur bis 2030 determiniert. So soll die Industrie ihre Treibhausgase um mindestens 58 % ggü. 1990 senken [13], [14]. Werden die Sektorziele eingehalten und das ab 2030 vorgegebene systemische Emissionsziel auf die Industrie übertragen, ergibt sich der in Abbildung 3-1 visualisierte Zielpfad [11]. Das Industriemodell nutzt den Zielpfad, um das jahresscharfe Klimaschutzambitionsniveau in den industriellen Szenarien festzulegen (vgl. Abschnitt 6).

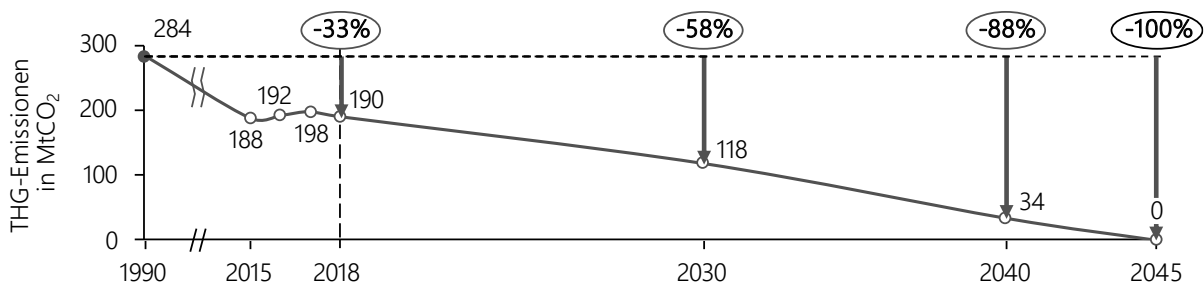


Abbildung 3-1: Industrieller Zielpfad bei Einhaltung der Sektorziele (2030) und der Systemziele ab 2030

3.3 Heutige und prospektive Energieträger

Das Modell unterscheidet elf Energieträger. Darunter fallen fossiles Öl, fossile Gase, fossile sonstige Gase, fossile Kohlen und sonstige Brennstoffe. Daneben nutzt das Modell potenziell klimaneutrale Energieträger wie Strom, biogene Brennstoffe, Wasserstoff sowie synthetisches Gas, synthetisches Öl und synthetische Kohle.

Brennstoffe können sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden. Energetisch werden sie in der Industrie überwiegend zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Stofflich fließen sie hauptsächlich in der Chemieindustrie als Edukte in Produkte ein (z. B. Erdgas). Die Dissertation trennt die energetische von der stofflichen Nutzung und kennzeichnet beide entsprechend.

Neben den konventionellen kann die Industrie prospektiv auf synthetische Energieträger zurückgreifen. Der Begriff „synthetische Brennstoffe“ umfasst verschiedene, künstlich erzeugte Energieträger. Als Ausgangsbasis dient oft gasförmiger Wasserstoff, welcher meist mittels Elektrolyse [102] oder Dampfreformierung [103], [66] erzeugt wird. Angesichts seiner unvorteilhaften Eigenschaften beim Transport und der Verbrennung ist die Transformation des Wasserstoffs möglich. Der Sabatier-Prozess verarbeitet Wasserstoff unter Beigabe von CO₂ zu gasförmigem Methan [104], [105], [106]. Das gasförmige Methan kann zur Herstellung von flüssigen Brennstoffen wie Rohbenzin (Naphtha), Diesel und Heizöl mittels Fischer-Tropsch-Synthese dienen [107], [108]. Synthetisches Gas kann auch als Basis zur Herstellung klimaneutraler Kohlen in der Methanpyrolyse genutzt werden [109]. Von den synthetischen sind biogene Brennstoffe abzugrenzen. In der Dissertation werden die Begriffe „Biomasse“, „Biogas“ und „biogene Brennstoffe“ synonym verwendet. Die Industrie setzt biogene Brennstoffe hauptsächlich in fester Form ein [110]. Intersektorale Nutzungskonkurrenzen und das limitierte Biomassepotenzial begrenzen den Einsatz biogener Brennstoffe [64].

Aus Systemsicht sind synthetische Brennstoffe nicht per se klimaneutral, sondern müssen einige Voraussetzungen erfüllen. Voraussetzungen für die Klimaneutralität von Wasserstoff sind die emissionsfreie Erzeugung z. B. über die Elektrolyse mittels Stroms aus erneuerbaren Energien und der klimaneutrale Transport [111]. Alle mit der Erzeugung und dem Transport verbundenen Anlagen dürfen darüber hinaus selbst keine Treibhausgase verursachen. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen keine klimawirksamen Emissionen [112]. Im Gegensatz dazu verursachen die auf Kohlenstoff basierenden synthetischen Brennstoffe bei der Umsetzung Treibhausgase [111]. Neben den beim Wasserstoff genannten Voraussetzungen für die Klimaneutralität ist deshalb auch auf die Herkunft bzw. die weitere Verwendung des bei der Verbrennung entstehenden CO₂ zu achten [111]. Abbildung 3-2 visualisiert die Klimawirkung synthetischer kohlenstoffhaltiger Brennstoffe in Abhängigkeit der Herkunft, Umsetzung und weiteren Verwendung des Kohlenstoffs [111]. Das Beispiel bilanziert den Kohlenstoffkreislauf aus Sicht der Atmosphäre. Die synthetischen Brennstoffe binden bei der Erzeugung im Beispiel 10 t Kohlenstoff. Stammt der Kohlenstoff aus fossilen Quellen z. B. aus der CO₂-Prozessabscheidung fossiler Brennstoffe (vormals geologisch gebunden), transferiert die Verbrennung des synthetischen Brennstoffs Treibhausgase in die Atmosphäre [111]. Stammt das CO₂ hingegen aus erneuerbaren Quellen z. B. aus der CO₂-Prozessabscheidung bei der Biomasseverbrennung, werden zwar Treibhausgase bei der Verbrennung frei, sie wurden der Atmosphäre jedoch vorher entzogen [111]. In Summe ist die Verbrennung der synthetischen Brennstoffe folglich unter den genannten Voraussetzungen klimaneutral [113]. Anzumerken ist zudem, dass das Prozessprodukt bei der industriellen Umsetzung gegebenenfalls einen Teil des Kohlenstoffs bindet.

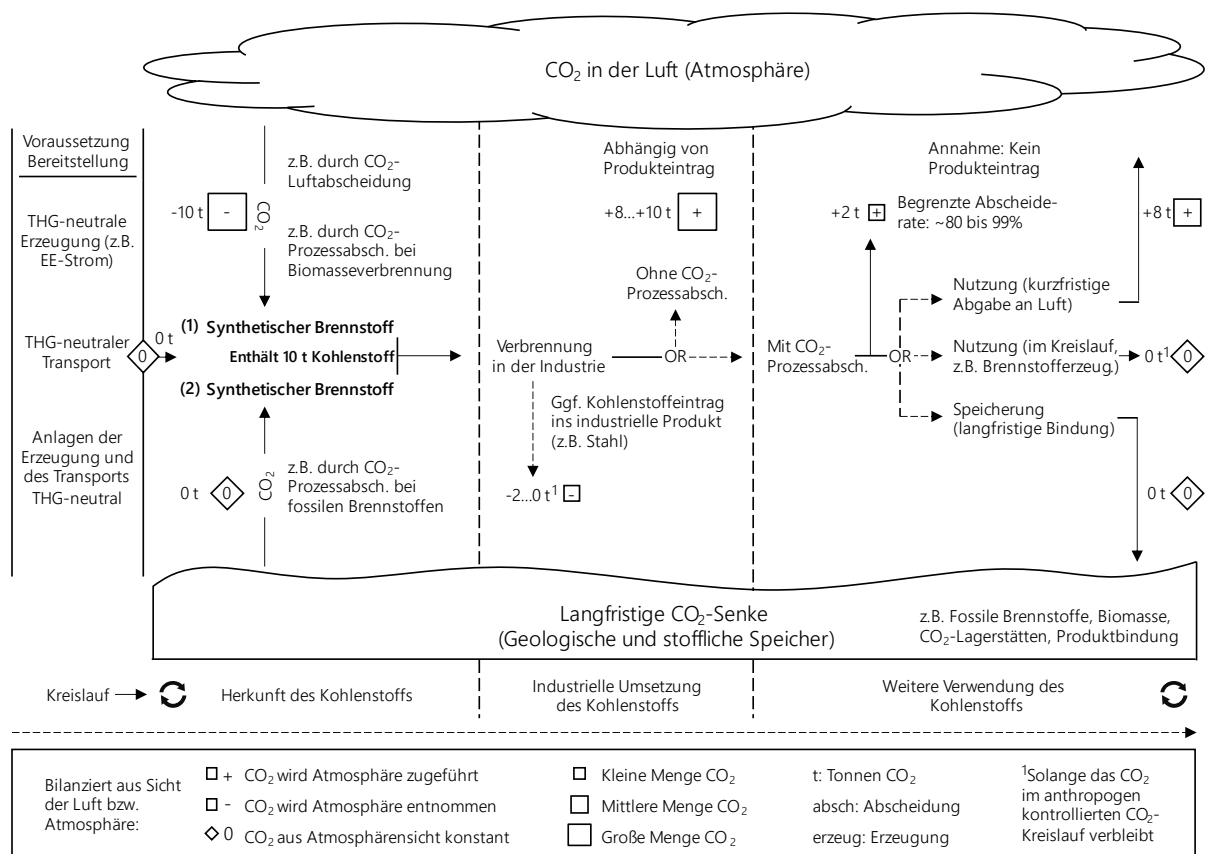


Abbildung 3-2: Vereinfachtes Beispiel: Klimawirkung synthetischer kohlenstoffhaltiger Brennstoffe in Abhängigkeit der Herkunft, industriellen Umsetzung und weiteren Verwendung des Kohlenstoffs

Neben der Herkunft und der industriellen Umsetzung spielt die weitere Verwendung des Kohlenstoffs aus Sicht der Atmosphäre eine entscheidende Rolle [111]. Wird das CO₂ nach der industriellen Umsetzung

abgeschieden, grenzt Abbildung 3-2 vereinfacht drei Fälle voneinander ab. Im ersten Fall (oben) wird das CO₂ nur kurzfristig z. B. in kohlenstoffhaltigen Getränken gebunden. Dementsprechend entweicht es auch kurzfristig wieder in die Atmosphäre (Fall 1, oben). Nutzen weitere Umwandlungsprozesse das CO₂ z. B. zur Produktion synthetischer Brennstoffe, entweicht es nicht sofort wieder. Entscheidend ist an dieser Stelle, dass der anthropogen kontrollierte CO₂-Kreislauf weitestgehend geschlossen bleibt (Fall 2, mittig) [111]. Wird das CO₂ z. B. in salinen Aquiferen gespeichert, ändert sich der CO₂-Bestand aus Sicht der Atmosphäre beim Teilprozessschritt der CO₂-Abscheidung nicht (Fall 3, unten). Fallunabhängig ist die CO₂-Prozessabscheidung aufgrund der begrenzten Abscheiderate (zwischen 80 und 99 %) mit einer CO₂-Abgabe an die Luft verbunden [53], [114], [115]. Die Überlegungen lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- Biogene und synthetische Brennstoffe sind nur klimaneutral, wenn alle damit verbundenen Umwandlungsschritte ebenfalls klimaneutral sind oder anderweitig kompensiert werden.
- Bis auf biogene Brennstoffe und Wasserstoff ist die Verbrennung weiterer synthetischer Brennstoffe nur klimaneutral, wenn der enthaltene Kohlenstoff in der kurzen Frist indirekt (z. B. biogen) oder direkt (z. B. CO₂-Luftabscheidung) aus der Atmosphäre stammt [111].
- Die Kombination der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern und CO₂-Prozessabscheidung führt in der Kette nur dann zu negativen Emissionen, wenn der Kohlenstoff der Atmosphäre vorher entzogen wurde (z. B. Biomasse, CO₂-Luftabscheidung) [111]. Wichtig ist, dass es beim biogenen Entzug des CO₂ aus der Atmosphäre (z. B. Bäume) und der Einspeicherung nicht zu einer Doppelbilanzierung kommt. Das CO₂ darf aus Atmosphärensicht nur an einer Stelle negativ bilanziert werden, entweder bei der Speicherung oder dem Entzug aus der Atmosphäre.
- Die Kohlenstoffbindung in industriellen Produkten kann die CO₂-Bilanz beeinflussen.

Das Modell bewertet synthetische Brennstoffe in der Emissionskategorie 2 (vgl. Abschnitt 3.2) stets als klimaneutral und setzt damit voraus, dass der gebundene Kohlenstoff entweder aus der Atmosphäre oder dem anthropogen dauerhaft kontrollierten CO₂-Kreislauf stammt und dorthin zurückgeführt wird.

Die Speicherung definiert sich im Modell als dauerhafter Entzug des CO₂ aus der Umgebungsluft, z. B. einerseits durch die Lagerung in unterirdischen Speicherstätten, andererseits durch die chemische Bindung in langfristig verwendeten oder ohne CO₂-Verlust recyclebaren Produkten. Die Nutzung hingegen bindet das CO₂ nur kurzfristig.

Die negativen Emissionen aus der Kombination von Biomasseverbrennung und CO₂-Abscheidung bilanziert das Modell in der Industrie. Abgeschiedene CO₂-Emissionen aus der Umsetzung synthetischer Brennstoffe werden hingegen nicht negativ bilanziert, sondern für deren erneute Produktion eingesetzt. Sie werden folglich dem anthropogen kontrollierten CO₂-Kreislauf zugeführt. Ein Teil des abgeschiedenen Kohlenstoffs der Biomasse dient zur Kompensation der Verluste, die aufgrund der begrenzten Abscheiderate bei der CO₂-Abscheidung von synthetischen Brennstoffen entsteht. Das Modell nimmt an, dass der verbleibende CO₂-Bedarf (z. B. aufgrund von Verlusten im Kreislauf) mittels CO₂-Luftabscheidung gedeckt wird.

3.4 Optionen zur CO₂-Verminderung in der Industrie

CO₂-Verminderungsoptionen zeigen Möglichkeiten auf, die anfallenden CO₂-Emissionen der Industrie zu verringern. Die individuellen Optionen zur CO₂-Verminderung in der Industrie sind fast so heterogen wie die Industrie selbst, können jedoch in Kategorien zusammengefasst werden. Teilweise weist die Literatur bereits vorhandene Kategorisierungen aus [47], [21], [83], [18], [22], [32], [24], [23], [44]. Zusammengefasst unterscheidet die Literatur die in Tabelle 3-2 aufgeführten CO₂-Verminderungskategorien.

Tabelle 3-2: CO₂-Verminderungskategorien der Industrie und Beispiele aus der Literatur

Kategorie	Energieeffizienz	Materialeffizienz- und Kreislaufwirtschaft	Energieträgersubstitution	Verfahrensroutenwechsel	Materialsubstitution	CO ₂ -Abscheidung
Beispiele	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeffiziente Technologien ▪ Energieeffizientes Verhalten ▪ Abwärmenutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausschuss verringern ▪ Metall-, Papier- und Baustoffrecycling 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektrifizierung ▪ Biomasse ▪ synthetische Energieträger 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ H₂-Stahl- statt Hochofenroute 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hüttensand statt energie- und emissionsintensiven Klinker 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Abscheidung von Energie- und Prozessemissionen

Industrielle Verfahren können effizienter gestaltet werden. Im industriellen Kontext beschreibt die *Energie- und Materialeffizienz* allgemein das Verhältnis zwischen dem erzielten Nutzen und den dafür eingesetzten Produktionsfaktoren [116]. Das Prinzip der *Kreislaufwirtschaft* verlängert bzw. erneuert den Lebenszyklus bereits bestehender Erzeugnisse [32], [117]. Erprobte kreislaufwirtschaftliche Prozesse finden sich u. a. in der Metallurgie, bei Papier sowie Glas. Um den CO₂-Ausstoß im Rahmen der industriellen Transformation zu verringern, können potenziell *klimate neutrale Energieträger* wie Strom, Biomasse und synthetische Brennstoffe eingesetzt werden. Die Umstellung ist teilweise mit technologischer Änderung möglich, teilweise ohne. Beispielsweise können innovative Thermoprozessanlagen wie Wärmepumpen konventionelle Öl-, Gas- und Kohlekessel in der Niedertemperatur substituieren.

Die CO₂-Verminderungsoption „*Verfahrensroutenwechsel*“ umfasst den Übergang von konventionellen Produktionsverfahren hin zu aus heutiger technologischer Sicht innovativen Produktionsrouten [5], [18]. Beispielsweise kann die hochofenbasierte Stahlerzeugung zunehmend durch klimafreundlichere Alternativen ersetzt werden. Die *Materialsubstitution* beschreibt den Ersatz emissionsintensiver durch emissionsarme Materialien. Beispielsweise kann partiell Hüttensand statt dem energie- und emissionsintensiven Klinker zur Produktion von Zement eingesetzt werden. Die *CO₂-Abscheidung* vermindert Treibhausgase, indem sie den Transfer von Emissionen in die Atmosphäre verhindert (CO₂-Prozessabscheidung) bzw. der Atmosphäre Emissionen entzieht (CO₂-Luftabscheidung).

Die in der Literatur identifizierten und analysierten CO₂-Verminderungsoptionen fließen in das industrielle Sektormodell ein.

3.5 Industrielle Transformationspfade

Aufbauend auf dem Status Quo und den CO₂-Verminderungsoptionen berechnet Smlnd technoökonomische Transformationspfade der deutschen Industrie. Abbildung 3-3 visualisiert wesentliche, mit den Transformationspfaden und Szenarien verbundene Elemente. Szenarien zu erstellen, bedeutet zunächst ein Zielbild zu definieren. Das Zielbild erhält einen Rahmen, welcher es möglichst genau umfasst. Dabei besteht das Zielbild nicht nur aus quantitativen, sondern auch aus qualitativen Komponenten. Um sie in der Modellierung verwenden zu können, überführt der Szenarienprozess die qualitativen in quantitative Parameter. Um Szenarien im Modell zu generieren, sind technoökonomische Kennwerte wie z. B. CO₂-Verminderungsziele, CO₂-Preise, Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren festzulegen, welche dem qualitativen und quantitativen Zielbild entsprechen. Wesentliche Erkenntnisse zum Szenarienprozess enthalten die Arbeiten in [118], [119], [120].

Individuelle Prozesse, Technologien und Maßnahmen detaillieren das Zielbild. Gemeinsam spannen das Zielbild und die individuellen Modellkomponenten (z. B. Prozesse, Technologien) einen potenziellen Lösungsraum auf. Der Lösungsraum hält die vorgegebenen Ziele ein und beinhaltet die endogen berechnete Lösung. Die Lösung wiederum erfüllt die exogen vorgegebenen Charakteristika des Zielbilds. Der Transformationspfad beschreibt den Weg, den die Industrie zum Erreichen der endogen berechneten

Lösung zurücklegt. Er ist geprägt von technoökonomischen Einflüssen (z. B. Energieträgerkosten). Jedoch gehen auch politische, gesellschaftliche, ökologische und regulatorische Dimensionen direkt und indirekt in den Transformationspfad ein. Die technoökonomischen Transformationspfade des Modells werden von politischen Zielen gesteuert (z. B. CO₂-Verminderungszielen), von ökologischen Interessen getrieben (z. B. nachhaltige Biomassepotenziale), von gesellschaftlichen Vorstellungen geprägt (z. B. Ablehnung CO₂-Speicherung) und vom regulatorischen Rahmen begrenzt (z. B. max. CO₂-Speicherung pro Jahr). Die Dimensionen sind stark verknüpft und wechselwirken miteinander.

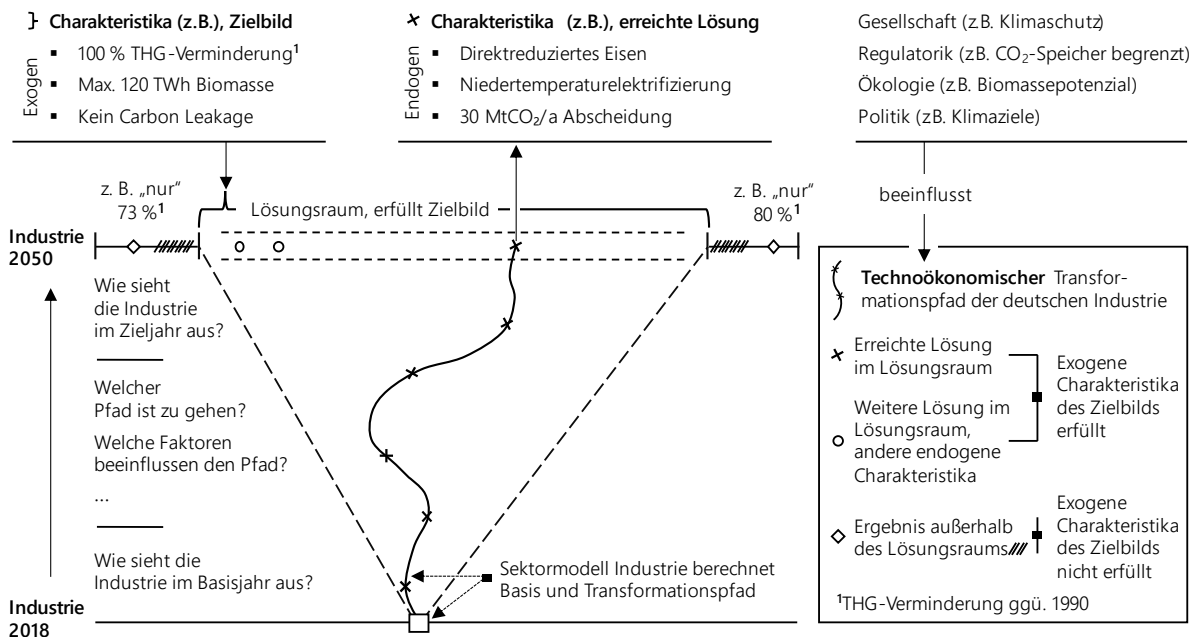


Abbildung 3-3: Transformationspfade (Szenarien) in der Industrie

3.6 Exogene Schocks in industriellen Szenarien

Exogene Schocks bezeichnen in der Makroökonomie die unerwartete Änderung exogener Größen, die sich maßgeblich auf endogene Variablen auswirken [121], [122]. Beispiele dafür sind Kriege, Naturkatastrophen und Pandemien [121], [122].

Aus Sicht des Modells prospektive, aber in der Realität bereits bekannte exogene Schocks, die sich auf die endogenen Variablen industrieller Transformationspfade auswirken, fließen nicht in die Betrachtung ein. Die zeitliche Abgrenzung der in das Modell eingehenden historischen Basisjahre werden durch die verfügbaren Realdaten vorgegeben. Im Rahmen der Dissertation beschränken sich die Basisjahre fast ausschließlich auf den Zeitraum zwischen 2015 und 2018. Datenquellen wie die Energiebilanz der „Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB)“ [77] stehen erst nach gut zwei Jahren final zur Verfügung. Die Folgen exogener Schocks in den Statistiken werden folglich erst mit deutlicher Verzögerung sichtbar. Aufgrund des langfristigen Charakters der industriellen Szenarien ändern kurzfristig auftretende Extrema die Natur der Szenarien nicht, solange sie das grundsätzliche Verhalten in der langen Frist nicht beeinflussen. Beispielsweise nivellieren gebildete Jahresdurchschnittswerte im Modell unterjährige, kurzfristige Preisausschläge. Zwar beeinflussen auch die z. B. sehr niedrigen Energiekosten während der COVID-19 Pandemie in 2020 die Jahresdurchschnittswerte [123], sie pendeln sich aber in der Realität schnell wieder auf ihre üblichen Niveaus ein [124]. Bei den sehr hohen Kosten während des Russland-Ukraine Konflikts in 2022 [125], [126] ist hingegen ähnlich wie bei vergangenen Ölkrisen von länger währenden Effekten auszugehen [121].

3.7 Wechselwirkungen in der industriellen Modellierung und Optimierung

In einer globalisierten Welt sind Systeme stark vernetzt und stehen in Wechselwirkung miteinander. Die Änderung einzelner Parameter bedingt folglich die Anpassung weiterer Parameter. Um die Komplexität zu reduzieren und Themenfelder im Speziellen untersuchen zu können, grenzen Modelle Teilsysteme u. a. territorial, sektoral und hinsichtlich weiterer Unterscheidungsmerkmale vom Gesamtsystem ab [44], [24]. Das in der Dissertation entwickelte Modell beschränkt sich auf die Industrie Deutschlands. Wechselwirkungen mit anderen Teilsystemen wie dem Energiesektor sind nur begrenzt abbildbar. So kann zwar der Rahmen in beiden Teilsystemen kongruent vorgegeben werden, die endogenen Berechnungen der Teilsysteme wechselwirken jedoch nur bedingt miteinander. Würde bspw. die Stromnachfrage der Industrie über das Maß hinausgehen, auf welches das Szenario im Bereitstellungssektor aufsetzt, müssten die Strompreise steigen. Ein gemeinsames Zielbild kann fehlende Wechselwirkungen abschwächen.

Neben den Wechselwirkungen der sektoral abgegrenzten Teilsysteme bestehen auch ausgeprägte Abhängigkeiten innerhalb der Industrie. In kleinem Maßstab ist die Modellierung von Wechselwirkungen teilweise noch gut möglich [5], [18], aufgrund der Heterogenität jedoch teils mit hohem Aufwand verbunden. Um Wechselwirkungen integriert zu modellieren, ist die Bildung diskreter Ausprägungen denkbar, die jede mögliche Kombination der Modellkomponenten und ihrer Parameter umfassen. Das Vorgehen ist jedoch auf wenige Modellkomponenten und Parameter beschränkt. In größerem Umfang und unter Berücksichtigung der Heterogenität führt die Modellierung aller diskreten Kombinationen zu sehr vielen Ausprägungen, die kaum handhabbar wären.¹²

In der Kostenoptimierung hingegen führt die multiplikative Verknüpfung mehrere Variablen zur Nichtlinearität des Problems. Die nichtlineare Verknüpfung der Variablen in einer integrierten Gesamtoptimierung geht mit einer erheblichen Erhöhung des Komplexitätsgrads einher [127]. Im Gegensatz zur linearen Optimierung sind nichtlineare Optimierungsprobleme im Kontext industrieller Größenordnungen mit den bestehenden mathematischen Lösungsverfahren und der verfügbaren Rechenkapazität in vertretbarer Zeit nicht lösbar und gelangen daneben meist nur zu einem lokalen Optimum [127], [128], [129]. Der damit verbundene Rechenaufwand ist für energiewirtschaftliche Fragestellungen mit der gegebenen Unschärfe nicht zweckmäßig [127], [129]. Die Beschränkung auf lokale Optima kann in der Praxis zudem zu einer teils erheblichen Unschärfe führen [128], [129]. So zeigt sich aufgrund der Begrenzung auf lokale Optima auch in praktischen Versuchen, dass sich mit den gegebenen mathematischen Lösungsverfahren das mit der Optimierung bezweckte Verhalten nicht immer einstellt.

Die lineare Optimierung ist zwar nicht im Stande mehrere Variablen direkt zu verknüpfen, löst Optimierungsprobleme mit mehreren Millionen Parametern und Variablen jedoch effizient [128], [130]. Jedes lokale ist dabei auch gleichzeitig ein globales Optimum und damit so gut wie jede andere zulässige Lösung [131], [130], [132]. Statt auf eine nichtlineare Optimierung, fokussiert sich die Dissertation und die Modellentwicklung deshalb auf lineare Optimierungsansätze.

¹² Selbst bei wenigen industriellen Modellkomponenten können schnell mehr als eine Billion diskreter Kombinationsmöglichkeiten entstehen.

4 Gesamtmethodik

Abbildung 4-1 visualisiert die Gesamtmethodik der Dissertation, welche sich in drei Methodenkatgorien und neun methodische Schritte untergliedert.

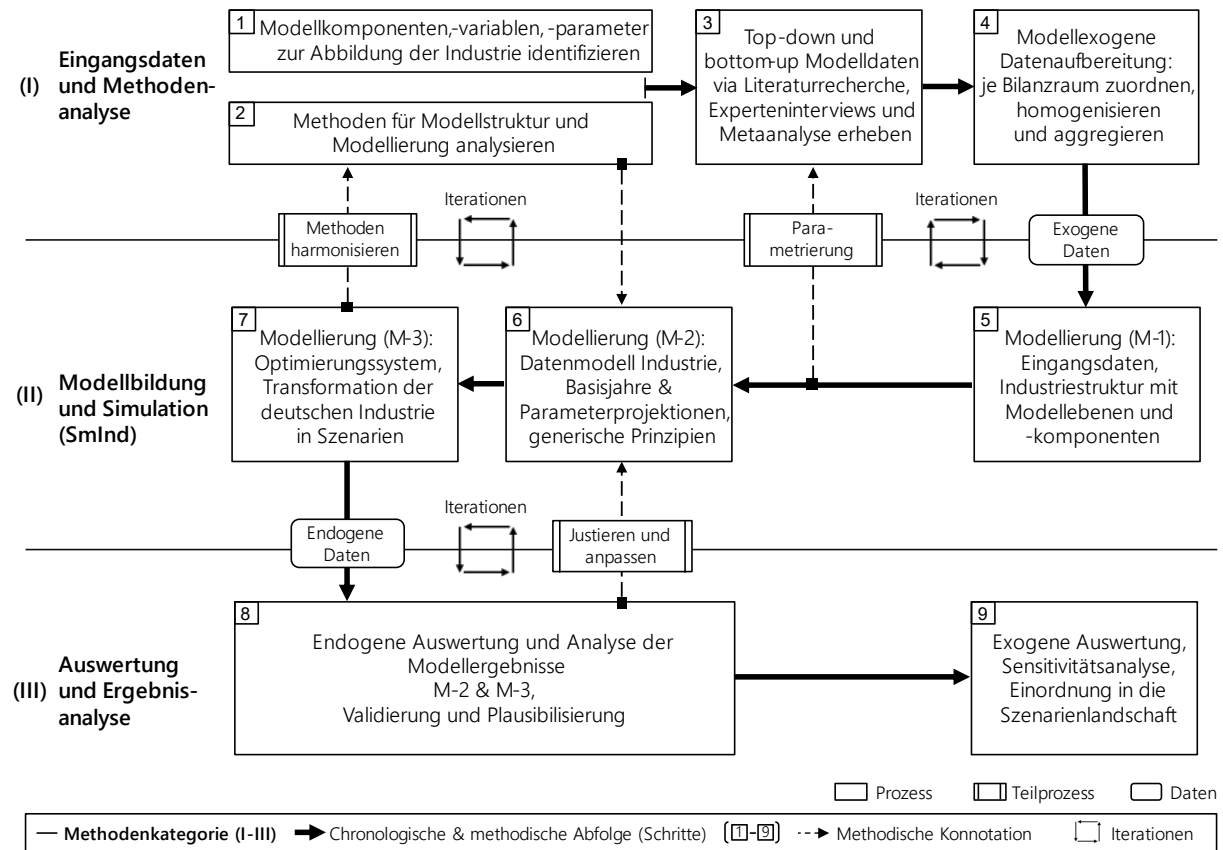


Abbildung 4-1: Gesamtmethodik

Die erste Methodenkatgorie (I) beschäftigt sich mit dem Erfassen und Ableiten relevanter Modellkomponenten, Variablen und Parameter (Schritt 1), der Analyse bestehender Methoden zur Modellstruktur und Modellierung (Schritt 2) sowie der Erhebung und Aufbereitung relevanter Eingangsdaten (Schritt 3 und 4).

Darauf aufbauend befasst sich Methodenkatgorie (II) mit der Modellbildung und Simulation. Die Methodenkatgorie beinhaltet die Konstruktion des industriellen Sektormodells (Smlnd). Smlnd knüpft an die im Rahmen der Dissertation bereits publizierten Vorarbeiten in [89], [18] und [5] an. Schritt 5 beginnt mit dem Aufbau der Industriestruktur und den Modellierungsebenen. Dazu greift er auf die in Schritt 4 exogen aufbereiteten Daten zurück. Iterationen verbinden die Schritte 3, 4 und 5. Werden bei der endogenen Konstruktion der Industriestruktur Inkonsistenzen festgestellt bzw. Lücken offengelegt, ist der Datensatz in den Schrittabfolgen 3, 4 und 5 zu erweitern bzw. modellendogen und -exogen aufzubereiten. Schritt 6 beschreibt hauptsächlich die endogene Datenaufbereitung und Modellierung des industriellen Status Quo in den Basisjahren. Das Datenmodell führt die überwiegend realen Datensätze zusammen und erweitert sie anhand generischer Prinzipien. Ex-ante bereits bekannte bzw. benötigte Parameterprojektionen (z. B. Bruttowertschöpfung) werden vervollständigt bzw. hergeleitet. Mit den Modellierungsmethoden zur Ableitung industrieller Transformationspfade anhand eines linearen Optimierungssystems befasst sich Schritt 7. Iterationen verknüpfen Schritt 1, 2, 6 und 7 und stellen sicher, dass die zuvor identifizierten Modellkomponenten, Variablen und Parameter sowie die entwickelten

Modellierungs- und Auswertungsmethoden konsistent zur realen Modellumsetzung sind. Entstehen Abweichungen zwischen theoretischen Methoden und praktischer Modellumsetzung, werden die Komponenten und Methoden harmonisiert bzw. ergänzt. Die Modellierungsumgebung baut überwiegend auf dem Softwareprogramm MATLAB auf.

Smlnd liefert Ergebnisse zu bestehenden und prospektiven energiewirtschaftlichen Dimensionen des deutschen Industriesektors (z. B. Energien, Emissionen, Kosten, Materialien). Die dritte Methodenkatgorie (III) umfasst die Auswertung, Analyse und Einordnung der Modellergebnisse. Die Methodenkatgorie greift auf bestehende und entwickelte Methoden zurück, um die Ergebnisse in Schritt 8 und 9 auszuwerten und zu analysieren. Schritt 8 und 9 schließen die Validierung und Plausibilisierung der Modellergebnisse ein. Iterationen koppeln Schritt 6, 7 und 8, indem die Ergebnisse bei auftretenden Inkonsistenzen auf das Modell rückwirken. Treten Inkonsistenzen auf, wird die Modellumsetzung justiert bzw. angepasst. Schritt 9 stellt überdies eine Sensitivitätsanalyse an, die individuelle Modellparameter variiert und damit verbundene Auswirkungen analysiert. Abschließend setzt der neunte Schritt die Modellergebnisse in den Kontext bestehender Industrieszenarien.

4.1 Methoden I - Eingangsdaten und Methodenanalyse

Um die Industrie in einem Modell abzubilden, sind relevante Modellkomponenten und ihre Variablen und Parameter zu identifizieren (Schritt 1) sowie bestehende Methoden zur Modellstruktur und der Modellierung (Schritt 2) zu analysieren (vgl. Abschnitt 4.1.1). Die Schritte 3 und 4 der ersten Methodenkatgorie beschreiben darüber hinaus Ansätze, mit denen relevante Eingangsdaten modellexogen erhoben und aufbereitet werden können (vgl. Abschnitt 4.1.2).

4.1.1 Modellkomponenten, -parameter, -struktur und -methoden analysieren

Der nachfolgende Absatz identifiziert relevante Modellkomponenten sowie ihre Variablen und Parameter. Daran schließt sich die Analyse von Methoden zur Modellstruktur und Modellierung an. Aus den beiden Schritten gehen die exogen abgeleiteten Modellkomponenten, beispielhaft angeführte Variablen und Parameter sowie die zugeordneten Modellebenen hervor.

Modellkomponenten, -variablen und -parameter zur Abbildung der Industrie identifizieren

Anhand bestehender Forschungsarbeiten (z. B. [83], [133], [22], [84]) und eigener Ansätze identifiziert der erste methodische Schritt wesentliche Komponenten und ihre zugehörigen Variablen und Parameter zur Abbildung der Industrie in einer Modellierungsumgebung.

Um die Industrie hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Emissionen vollständig abbilden zu können, sind zunächst Modellkomponenten festzulegen, die den systemischen und industriellen Rahmen vorgeben. Die übergeordneten Modellkomponenten definieren sich hauptsächlich anhand exogener System- (z. B. Energieträgerkosten) und Industriedaten (z. B. industrieller Energieverbrauch). Konsistente und vollständige Datensätze der Industrie finden sich überwiegend aufgeschlüsselt nach Wirtschaftszweigen [134], [84]. Neben der System- und Industriekomponente unterteilen demgemäß Wirtschaftszweige den übergeordneten Rahmen top-down.

Kleinteilige Modellkomponenten wie Prozesse, Technologien und Maßnahmen detaillieren den Rahmen bottom-up. Die Auswahl der untergeordneten Modellkomponenten geht auf die in Abschnitt 3.4 identifizierten CO₂-Verminderungsoptionen zurück. Ziel ist es, die potenziellen CO₂-Verminderungsoptionen möglichst vollständig über Produktionsprozesse, Technologien und Maßnahmen abzubilden. Generische und einflussstarke Komponenten werden als Technologie definiert

(z. B. allgemeine Thermoprozessanlagen wie Wärmepumpen, vollständige Betrachtung), kleinteilige und spezielle Komponenten hingegen als Maßnahme konzipiert (z. B. Umstellung von pneumatischen auf mechanische Fördersysteme, Differenzbetrachtung). Parameter und Variablen wiederum charakterisieren die Modellkomponenten. Individuelle Produktionsprozesse kennzeichnen sich u. a. durch die Produktionsmenge, den spezifischen Strom- und Brennstoffverbrauch und dem Prozessemissionsfaktor. Die identifizierten Modellkomponenten sowie ihre Variablen und Parameter bilden die Grundlage, um homogene Strukturen für die Datenerhebung und -aufbereitung vorzugeben.

Methoden zur Modellstruktur und Modellierung analysieren

Parallel zu Schritt 1 analysiert Schritt 2 bestehende quantitative Methoden, um die Modellstruktur, den Status Quo und industrielle Szenarien modellieren zu können.

Zur Analyse quantitativer Modelle greift der zweite Schritt auf bestehende Forschung zurück (vgl. Kapitel 2). Die Forschungsarbeiten dienen als Ausgangspunkt, um Methoden zu identifizieren, die einen Beitrag zur Modellentwicklung leisten können.

Es zeigt sich, dass bestehende Modelle Anhaltspunkte zur Ableitung der Industriestruktur und den dahinterstehenden Modellierungsebenen liefern. Beispielsweise unterteilt das Prognos-Modell die Industrie in 14 Wirtschaftszweige und stellt damit eine Ausgangsbasis zur weiteren Aufschlüsselung der Industrie in einer Modellierungsumgebung bereit (top-down Modellierung) [23]. Darüber hinaus enthält [22] Erkenntnisse zur weiteren Unterteilung der Wirtschaftszweige in energieintensive Produktionsprozesse und prozessunspezifische Komponenten (bottom-up Modellierung).

Insbesondere bei der Modellierung des Status quo sowie generischen Heuristiken kann auf bestehende Forschungsarbeiten aufgesetzt werden kann. Beispielsweise nutzen viele Industriemodelle übergeordnete Wertschöpfungsparameter wie die Produktionsmenge und die Bruttowertschöpfung, um die wirtschaftliche Entwicklung der Industrie vorzugeben [22], [39], [26].

Um tiefgehende und detailreiche industrielle Transformationspfade abzuleiten, sind weiterführende Modellierungsmethoden zu entwickeln. Die Modellierungsmethoden beschreiben die Abschnitte 4.2 und 4.3.

Exogen abgeleitete Modellkomponenten und Modellebenen

Anhand der Methoden und Erkenntnisse in Schritt 1 und 2 werden die Modellkomponenten definiert und den konzipierten Modellebenen (Modellstruktur) zugeordnet (vgl. Tabelle 4-1). Übergeordnete umschließen untergeordnete Modellebenen vollständig oder partiell.

Tabelle 4-1: In Schritt 1 und 2 definierte exogene Modellkomponenten, Variablen und Parameter, Modellebenen

Definierte Modellkomponente	Typische Variablen und Parameter (z. B.)	Weitere Informationen in:	Nr.	Definierte Modellebene	Enthält ganz oder teilweise
(Energie-)System	Energieträgerkosten	Tabelle 10-64	1	(Energie-)System	2
Industrie/Szenarien	Stromverbrauch	Tabelle 10-64	2	Industrie	3 und 5
Wirtschaftszweige	Energie, Emissionen	Tabelle 10-64	3	Wirtschaftszweige	4
Produktionsprozesse	Produktionsmenge	Tabelle 5-1	4	Prozesse	5
Prozessunspezifische Instanzen	Bruttowertschöpfung	Tabelle 10-64	4	Prozessunspezifische Instanzen	5
Materialien	Edukte und Produkte	Tabelle 5-1	5	Materialien	-
Maßnahmen	Energieeinsparung	Tabelle 5-3	5	Maßnahmen	-
Maßnahmentechnologien	Produktionsmenge	Tabelle 5-3	5	Maßnahmentechnologien	-
Thermoprozessanlagen und Brenner	Wärmeerzeugung	Tabelle 5-2	5	Technologien	-
CO ₂ -Prozessabscheidung	Abgeschiedenes CO ₂	Tabelle 5-4	5	Technologien	-
CO ₂ -Luftabscheidung	Abgeschiedenes CO ₂	Tabelle 5-4	5	Technologien	-

Die Systemebene (Ebene Nr. 1) enthält bspw. spezifische Energieträgerkosten und Energieemissionen. Das Modell nutzt sie, um Energie- und Emissionskosten zu berechnen. Ausgangspunkt der Industriemodellierung ist der Industrie- und Szenariorahmen (2), welcher u. a. die historischen Basisjahre, den Simulationszeitraum und die verwendeten Energieträger definiert.

14 Wirtschaftszweige untergliedern die deutsche Industrie top-down weiter (3). Die Wirtschaftszweige wiederum subsumieren Prozesse und prozessunspezifische Instanzen (4). Je Parameter bestehen prozessunspezifische Instanzen aus der Differenz von Prozessen je Wirtschaftszweig und den Wirtschaftszweigen selbst. Beispielsweise ergibt sich der Energieverbrauch (Parameter) der prozessunspezifischen Instanz des Wirtschaftszweigs „Metallerzeugung“, indem der Energieverbrauch aller Prozesse der Metallerzeugung (z. B. Sekundärstahl, Primärstahl Hochofen etc.) vom Energieverbrauch des Wirtschaftszweigs abgezogen wird. Das Modell enthält folglich die gleiche Anzahl an Wirtschaftszweigen wie prozessunspezifische Instanzen (Anzahl: 14). Zusammengenommen decken Prozesse und prozessunspezifische Instanzen die Wirtschaftszweige vollständig ab. Die Disaggregation der Wirtschaftszweige in Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ermöglicht es, beide Modellkomponenten unabhängig voneinander zu behandeln (vgl. Abschnitt 10.1). [5]

Materialien (5) detaillieren Produktionsprozesse und ermöglichen es somit, die Prozesse um genutzte und erzeugte Ressourcen zu erweitern. Die Materialien dienen als Ausgangspunkt, um Massenbilanzen je Prozess zu bilden. Massenbilanzen bestehen aus Eingangs- (Edukte) und Ausgangsmaterialien (Produkte). Jeden Prozess kennzeichnet ein Haupt- bzw. homogenes Produkt, welches als Parameterbezug spezifischer Edukte und Produkte dient ($t_{\text{material}}/t_{\text{produkt}}$). Homogene Produkte fassen industrielle Güter verschiedener Verfahrensrouten zusammen [5]. Beispielsweise produzieren sowohl der Hochofen als auch der Elektrolichtbogenofen Stahl. Das Modell vernachlässigt bei dieser Methode etwaige Qualitätsunterschiede [5]. Weitere im Produktionsprozess erzeugte, nutzbare Materialien (z. B. Hüttensand) werden als Koppelprodukte bezeichnet, nutzlose Materialien als Abfälle.

Maßnahmen und Technologien (5) detaillieren Prozesse und prozessunspezifische Instanzen.

Das Modell unterscheidet technologiegebundene (M1) und technologieungebundene Maßnahmen (M2). Prozessspezifische Maßnahmen umfassen stets zwei Maßnahmentechnologien (M1). Die eine Technologie bildet die Referenz, die andere das Substitut. Die Maßnahmenparameter beinhalten die Differenz zwischen Referenz und Substitut. Im Gegensatz zu Substitutions- weisen Ergänzungsmaßnahmen keinen Referenzbezug auf [83] und werden deshalb um eine fiktive Referenz ergänzt. Die fiktive Referenz beinhaltet die relevante Basisanlage (z. B. Drehrohrofen) „ohne“ die ergänzende Technologie (z. B. effizienter Vorkalzinator). Ergänzungsmaßnahmen erweitern die bestehenden industriellen Komponenten modular, wohingegen Substitutionsmaßnahmen die Referenztechnologie vollständig ersetzen [83]. Prozessunspezifische Maßnahmen (M2) weisen keinen konkreten Technologiebezug auf und verändern den anwendungsscharfen Energieverbrauch je prozessunspezifischer Instanz. „Politische“ Maßnahmen, wie die Erhöhung bzw. Senkung von Steuern und Umlagen, klammert das Modell aus.

Thermoprozessanlagen und Brenner zur industriellen Wärmeherzeugung werden ebenfalls der fünften Modellebene (Technologien) zugeordnet. Thermoprozessanlagen und Brenner bestimmen die Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme von Prozessen und prozessunspezifischen Instanzen. Generische Thermoprozessanlagen wie Gas-, Öl und Biomassekessel sowie Wärmepumpen und Elektrokessel bilden das industrielle Temperaturband bis 500 °C ab. Im industriellen Temperaturband über 500 °C finden sich hingegen kaum noch generische Querschnittstechnologien zur Wärmeerzeugung. Vielmehr liefern spezielle Prozessanlagen wie Drehrohr- und Schmelzöfen Wärme für die Produktion. Die hohe Individualität und Spezialisierung erschweren die Datenerhebung und die generische Modellierung.

Statt die vollständige Prozessanlage im Temperaturband über 500 °C zu transformieren, werden deshalb lediglich die relevanten Brenner ausgetauscht. Beispielsweise können Wasserstoff- oder Plasmabrenner, die derzeit in Schmelzöfen üblichen, Gasbrenner substituieren. Den Prozessanlagentausch im Hochtemperaturbereich über 500 °C bilden hingegen prozessspezifische Maßnahmen ab.

Die ebenfalls in Ebene (5) verortete CO₂-Abscheidung dient dem Modell hpts. dazu, aus heutiger technischer Sicht nicht anders zu vermeidende Emissionen zu reduzieren. Die CO₂-Abscheidung teilt sich in die CO₂-Prozessabscheidung und die CO₂-Luftabscheidung auf.

4.1.2 Daten erheben und modellexogen aufbereiten

Die in den ersten beiden Schritten definierten Modellkomponenten und das Parametergerüst dienen als Grundlage, um Daten im dritten und vierten Schritt zu erheben und modellexogen aufzubereiten (vgl. Abbildung 4-1).

Im dritten Schritt werden Primär- und Sekundärdaten via Literaturrecherche, Experteninterviews und Metaanalyse erfasst. Ziel ist es, ein vollumfängliches Datengerüst für die Modellierung zusammenzustellen. Die Datenerhebung fokussiert sich auf die „historischen Basisjahre“. Die historischen Basisjahre umfassen den in der Vergangenheit liegenden Zeitraum des Modells, der selbst keiner Transformation unterliegt. Der Zeitraum stützt sich möglichst vollständig auf Realdaten. Die mangelnde Datenverfügbarkeit in der Industrie begrenzt die Vollständigkeit und führt partiell zu einer Teil- oder Einzelabdeckung. Entwickelte Methoden ergänzen Leerstellen im Datengerüst. Schritt 4 bereitet die erhobenen Daten auf. Je Modellkomponente definiert der vierte Schritt zunächst relevante Bilanzräume. Anschließend homogenisiert und aggregiert er die erhobenen Daten. Beispielsweise werden dem Prozessbilanzraum einzelne Prozessschritte zugeordnet und auf Prozessebene aggregiert. Je Modellkomponente erhobene Daten ordnet Schritt 4 überdies dem vordefinierten Parametergerüst zu (vgl. z. B. Tabelle 5-1).

Industrielle Daten sind heterogen, kleinteilig und, aufgrund ökonomischer Interessen und der damit verbundenen Intransparenz, oftmals von unzureichender Qualität. Um die hinreichende Qualität bei der Datenerhebung und -auswahl sicherzustellen, werden mehrere Schritte unternommen. Um zunächst Kenntnis über die Größenordnung zu erlangen, werden meist mehrere Ausprägungen je technoökonomischem Parameter erhoben. Institutsinterne und externe Experten validieren die Daten. Anhand ergänzender Parameter und Informationen sowie des Gesamtbilanzraums werden die Daten anschließend begründet ausgewählt. Neben den allgemeinen befasst sich der Abschnitt mit speziellen Formen der Datenerhebung und -aufbereitung.

Allgemeine Datenerhebung und -aufbereitung

Um die heterogene Industrie modellieren zu können, ist eine Bandbreite an Datenquellen zu nutzen.

Energiesystemdaten (z. B. Energieträgerkosten) gehen auf nationale Statistiken und Inventarberichte sowie einschlägige Studien zurück. Die Daten werden mittels allgemeiner statistischer Methoden aufbereitet. Das Vorgehen zur Ableitung von Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren beschreibt Abschnitt 10.2.

Daten auf Industrieebene bilden die Grundlage, um den industriellen Bilanzraum top-down aufzuspannen. Der industrielle Bilanzraum homogenisiert verschiedene Industriedatensätze hinsichtlich einer gemeinsamen Bilanzgrenze. Die Datensätze entstammen überwiegend industriellen Statistiken. Die industrielle Anwendungsbilanz des Fraunhofer ISI (ISI Anwendungsbilanz) gibt die Bilanzgrenzen vor. Beispielsweise unterscheiden sich die Bilanzräume der im nationalen Inventarbericht ausgewiesenen Prozessemissionen deutlich von den Wirtschaftszweigen der ISI Anwendungsbilanz [76]. Die Daten sind den nationalen Inventarberichten zu entnehmen und den Bilanzräumen zuzuordnen (vgl. Abschnitt 10.4.1). Die

Klassifizierung der Daten des statistischen Bundesamts (Destatis) weicht ebenfalls von der ISI Anwendungsbilanz ab. Die Destatis Daten sind deshalb gleichfalls zunächst mit den vordefinierten Modellebenen (z. B. Wirtschaftszweige) zu synchronisieren. Alle den Statistiken entnommenen Industriedaten sind anhand der Bilanzgrenzen zu homogenisieren (vgl. Abschnitt 5.1).

Prozesse, Technologien und Maßnahmen detaillieren den industriellen Bilanzraum bottom-up. Im Gegensatz zu den statistischen Industriedaten ist die Prozess- und Technologieliteratur weit heterogener und reicht von einschlägigem Fachmaterial, über Arbeiten gängiger Forschungsinstitute bis hin zu Daten individueller Unternehmen. Methodische Ansätze zur Homogenisierung und Zuordnung sind demgemäß vielfältiger und explorativer. Je Prozess und Technologie sind zunächst eindeutige Bilanzgrenzen anhand der Bilanzräume festzulegen und die Daten anschließend dahingehend aufzubereiten. Beispielsweise umfasst der Bilanzraum der Primärkupferproduktion die Verarbeitung vom Kupferoxid bis zum Kathodenkupfer. Die vorgelagerte *Gewinnung* des Kupferoxids findet im Ausland statt und liegt demgemäß außerhalb des Bilanzraums. Die Weiterverarbeitung des Kupfers hingegen ist dem Prozess „Kupferbearbeitung“ zuzuordnen. Die gebildeten Bilanzräume dienen zudem der eindeutigen Zuordnung von Modellkomponenten und Parametern. Ökonomische Parameter von Prozessen und Technologien entstammen überwiegend einschlägiger Fachliteratur. Bei mangelnder Datenverfügbarkeit werden Industriedaten des statistischen Bundesamts hinzugezogen. Das statistische Bundesamt veröffentlicht Informationen zu Abschreibungen und Investitionen im verarbeitenden Gewerbe [135]. Um die Abschreibungen nutzen zu können, sind sie über typische ökonomische Nutzungsdauern je Prozess und Technologie aufzusummieren und mittels Annuitätenfaktor auf die Anfangsinvestition zurückzurechnen. Weitere technische Parameter von Prozessen und Technologien, wie der spezifische Strom- und Brennstoffverbrauch und die Brennstoffaufteilung, leiten sich ebenfalls überwiegend mittels Literaturrecherche aus einschlägiger Fachliteratur ab und werden bei mangelnder Datenverfügbarkeit durch statistische Daten ergänzt. Daten zu prozessspezifischen- und unspezifischen Maßnahmen hingegen sind auf wenige Quellen begrenzt. Sie entspringen hpts. Forschungsarbeiten, die sich mit der industriellen Energieeinsparung und THG-Verminderung beschäftigen (z. B. [83]).

Neben der Erhebung von Prozess-, Technologie- und Maßnahmendaten via Literaturrecherche dienen Experteninterviews dem besseren Verständnis sowie der Datenvervollständigung. Weiterhin sichern die Experteninterviews die Güte, Validität und Plausibilität der Datensätze. Die Experteninterviews basieren auf den Methoden in [136]. Die Datenvalidierung- und plausibilisierung erfolgt durch institutsinterne und externe Experten. Zunächst prüfen interne Experten die Daten stichprobenartig. Anschließend werden externe Experten befragt, die in den jeweiligen industriellen Prozessen und Technologien über Spezialwissen verfügen. Institutsinterne Branchen- und Unternehmenskontakte zu leitenden, fachkundigen Personen dienen als Grundlage, um Ansprechpartner zu identifizieren. Die Interviews und der Austausch finden hauptsächlich in persönlichen Gesprächen, Videotelefonaten und per E-Mail statt. Ausdifferenzierte Kataloge strukturieren die bereits vorhandenen Grundkenntnisse und Fragen des Interviews vor. [88]

Die erhobenen qualitativen und quantitativen Primär- und Sekundärdaten zu den Prozessen, Technologien und Maßnahmen werden aufbereitet und in Metaanalysen eingehender untersucht.

Spezielle Datenerhebung und -aufbereitung

Der Abschnitt beschreibt eigens entwickelte, spezielle Datenaufbereitungsmethoden. Ergänzungen zur Kurzbeschreibung enthält Abschnitt 10.1 im Anhang.

Um die Kosten des vorzeitigen Anlagentauschs in der industriellen Transformation abbilden zu können, ist die ökonomische Nutzungsdauer von Prozessen, Technologien und Maßnahmen erforderlich. Bisher beschränkt sich die Literatur weitestgehend auf technische Nutzungsdauern. Ökonomische

Nutzungsdauern sind deshalb anhand einer eigens entwickelten Heuristik abzuleiten. Die Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer beruht auf typischen Abschreibungszeiträumen, die überwiegend den Tabellen „Abschreibungen für Aufwendungen (AfA)“ entstammen und vom Bundesministerium für Finanzen (BMF) veröffentlicht werden [137].

Die Segmentierung des Anlagenbestands nach Anlagenalter ermöglicht es, jahresgenaue Reinvestitions- und Neuinvestitionszyklen abzuleiten. Ein Alterssegment umschließt ein ganzes Jahr und fasst alle unterjährigen Investitionen zusammen. Daten zu dem nach Alter segmentierten Anlagenbestand industrieller Prozesse und Technologien liefern [32], [58] und [83].

Um die Entwicklung des Wärmeverbrauchs anhand konkreter Technologien ableiten zu können, detailliert das Modell die industrielle Wärmeerzeugung anhand von Thermoprozessanlagen und Brennern. Die Datenaufbereitung ordnet die generischen Thermoprozessanlagen und Brenner den Prozessen und prozessspezifischen Instanzen zu. Der aktuelle Bestand an Thermoprozessanlagen und Brennern in der deutschen Industrie ist literarisch nicht verfügbar. Deshalb konstruiert eine Heuristik die „synthetische Referenz“. Die Heuristik greift dazu auf die generischen Thermoprozessanlagen und Brenner zurück. Die synthetische Referenz subsumiert den potenziellen Technologiebestand je Wärmeanwendung (z. B. Raumwärme) und Energieträger (z. B. Erdgas). Dem erdgasbasierten Raumwärmeverbrauch werden bspw. Gaskessel zugeordnet. Gewichtete Mittelwerte über die technoökonomischen Parameter der generischen Thermoprozessanlagen und Brenner charakterisieren die Referenz.

Prozessmaßnahmen und prozessspezifische Maßnahmen bilden bestehende Effizienz- und Abwärmepotenziale in der Industrie ab. Maßnahmen werden nicht selbst entwickelt, sondern hpts. aus bestehenden Arbeiten wie [83] übernommen. Orientiert am bestehenden Datengerüst und der Industriestruktur, bereitet eine mehrere Schritte umfassende Heuristik die Maßnahmen auf.

Das in CO₂-Abscheidungsanlagen generierte CO₂ kann entweder gespeichert oder genutzt werden. Um die Anteile der Speicherung und -Nutzung an der CO₂-Abscheidung in Abhängigkeit der modellendogenen Entwicklung abgrenzen zu können, werden exogene Annahmen getroffen. So wird das aus der Luft abgeschiedene CO₂ ebenso wie die prozessbedingten Emissionen der Prozessabscheidung stets gespeichert. Der grundlegende Zweck beider Vorgänge ist das CO₂ der Umgebungsluft zu entziehen bzw. nicht zuzuführen. Im Gegensatz dazu ergeben sich die Anteile der CO₂-Speicherung und -Nutzung energiebedingter Emissionen in Abhängigkeit des Brennstoffs. Abgeschiedene CO₂-Emissionen fossiler Brennstoffe werden gespeichert, wohingegen das CO₂ synthetischer Kohlenwasserstoffe und Kohlen hpts. für deren erneute Produktion genutzt wird. Um die begrenzte CO₂-Abscheiderate zu kompensieren, verwendet die Methode auch einen Teil der abgeschiedenen Biomasseemissionen.

Dem Modell werden exogen vielfältige Restriktionen auf unterschiedlichen Ebenen vorgeben. Bei Restriktionen handelt es sich in der Regel um zeitabhängige Größen, die sich im Verlauf der industriellen Entwicklung ändern. Bspw. steigt die CO₂-Verminderungszielsetzung ggü. 1990 im Laufe der Zeit. Die Erhebung industrieller Restriktionen ist heterogen. Überwiegend leiten sich Restriktionen jedoch aus politischen und gesellschaftlichen Vorgaben¹³, wirtschaftlichen Entwicklungen¹⁴, technischen Anforderungen¹⁵ und Knappheitssituationen¹⁶ ab [31]. Die grundlegende Literatur ist heterogen und reicht von politischen Grundsatzpapieren bis zu einschlägigen Fachbeiträgen. Teils basieren Restriktionen auch auf qualitativen Aussagen. In diesem Fall sind qualitative in quantitative Restriktionen zu übersetzen.

¹³ z. B. Emissionsverminderung, maximale CO₂-Speicherkapazität in Deutschland

¹⁴ z. B. Entwicklung homogener Güter wie Stahl

¹⁵ z. B. minimale und maximale Energieträgeranteile sowie Brennstoffwechseleoptionen je Thermoprozessanlage, Technologieverfügbarkeit

¹⁶ z. B. Verfügbarkeit von Materialien, Arbeitskräftemangel beim Markthochlauf innovativer Technologien wie der CO₂-Luftabscheidung

4.2 Methoden II - Modellbildung und Simulation: Struktur und Daten

Aufbauend auf den exogenen Methoden und Daten bildet die endogene Industriestruktur und das Datenmodell (vgl. Abschnitt 4.2.1, 4.2.2) das Gerüst zur Abbildung der Industrie in der Modellierungsumgebung. Die Abschnitte entsprechen den Schritten 5 und 6 von Methodenkategorie 2. Weiterführende Methoden zur Industriestruktur und dem Datenmodell enthält Abschnitt 10.1 im Anhang. Abgesehen von Aktualisierungen und Erweiterungen basieren die Abschnitte 4.2.1 und 4.1.2 im Wesentlichen auf im Rahmen der Dissertation bereits publizierten Vorarbeiten [5], [18].

4.2.1 Modellendogene Industriestruktur

Die modellendogene Architektur bestimmt gemeinsam mit den exogenen Eingangsdaten die Industriestruktur. Die in Abschnitt 4.1.1 definierten exogenen Modellebenen, welche sich aus mehreren Komponenten zusammensetzen, werden in die Modellumgebung überführt. Die vollständigen Eingangsparameter je Modellebene listet Tabelle 10-64 in Abschnitt 10.5.

Die wechselseitig eindeutige Zuordnung von Modellierungsebenen, Modellkomponenten und Parametern über ein Gerüst mit Identifikationsnummern (ID-Gerüst) spannt die Industriestruktur auf. Abbildung 4-2 visualisiert schematisch die modellendogene Struktur des industriellen Sektormodells. Das ID-Gerüst ist flexibel und kann an verschiedene Modellkomponenten angepasst werden.

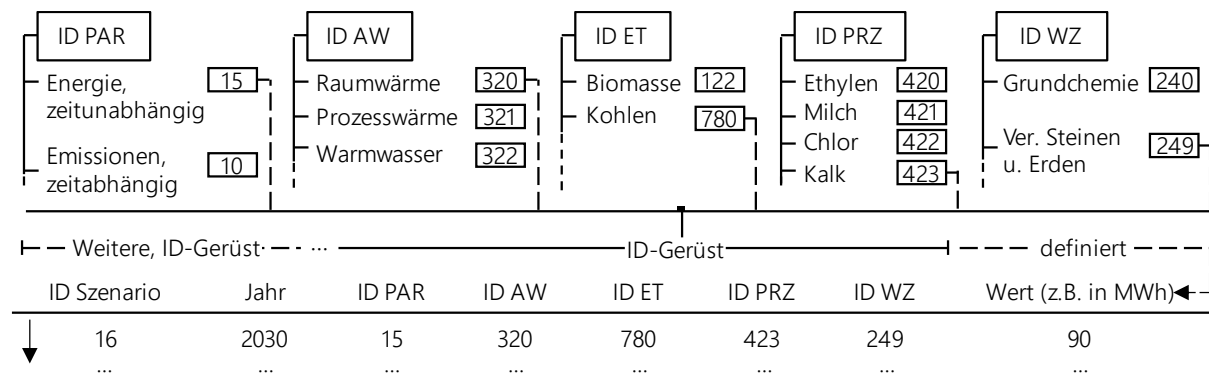


Abbildung 4-2: Endogene Industriestruktur mittels ID-Gerüst, Beispiel: Kalkproduktion, Verarb. v. Steinen u. Erden, Kohleverbrauch in der Raumwärme, eigene Darstellung nach [5]

4.2.2 Datenmodell Industrie

Schritt 6 (vgl. Abbildung 4-1) beschreibt Methoden, mit denen die technoökonomischen Parameter der Modellkomponenten in den Basisjahren berechnet und im Betrachtungszeitraum fortgeschrieben werden können.

Grundsätze der Formelnotation und Beschreibung allgemeiner Methoden

Das Modell bildet vielfach das sogenannte „Hadamard Produkt“ [138], welches die elementweise Multiplikation von Vektoren bzw. Matrizen beschreibt. Die in der Programmierung als Vektorisierung bezeichnete Methode erhöht die Performance des Modells. Um die bei der Berechnung des Hadamard Produkts durchgeführte elementweise Multiplikation anzuzeigen, verwendet die mathematische Notation statt des Multiplikationsoperators (\cdot) einen Kreisoperator (\circ). Häufig summiert das Modell das Ergebnis des Hadamard Produkts auf, um z. B. den brennstoff- und anwendungsscharfen Verbrauch zum Energieverbrauch zu aggregieren. Statt des Hadamard Produkts bedient sich die mathematische Notation der Dissertation eines oder mehrerer Summenzeichen und führt die Matrix- bzw. Vektormultiplikation mit anschließender Summenbildung anhand der Laufindizes durch (vgl. Zeile 1, Formel (4-1)).

Um die mathematische Formulierung zu vereinfachen und den Umfang der Formeln zu reduzieren, verzichtet die Notation in der Folge darauf, jedes Element der Matrix $A_{i,j}$ der Matrix \underline{A} bzw. jedes Element des Vektors A_j dem Vektor \vec{A} zuzuordnen. Die in Zeile 2 und Zeile 3 von Formel (4-1) ausgewiesene Zuordnung ist deshalb für die nachfolgend verwendeten Matrizen und Vektoren allgemeingültig. Kommt die Matrix bzw. der Vektor *und* deren Elemente gemeinsam in einem Formelsatz vor, nimmt die Formelbeschreibung lediglich Bezug auf die Matrix bzw. den Vektor (vgl. Formeln (4-2), (4-3) und (4-4)). Die nachfolgend verwendeten Zähl- und Indexvariablen sowie ihre Extrema entstammen allesamt den natürlichen Zahlen (\mathbb{N}).

$$u_p = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n x_{p,i,j} \cdot y_{p,i,j} \text{ mit } \{i,j\} \in \mathbb{N}$$

Allgemeingültige Definition der Matrix: $\underline{A} = A_{i,j}$ mit $A_{i,j} \in \underline{A}: \{1, \dots, m\} \times \{1, \dots, n\}, (i,j) \mapsto A_{i,j}, \{i,j\} \in \mathbb{N}$ (4-1)

Allgemeingültige Definition des Vektors: $\vec{A} = A_j$ mit $A_j \in \vec{A}: \{1, \dots, n\}, j \mapsto A_j, j \in \mathbb{N}$

u_p	Ergebnis der Summenbildung und Multiplikation, je Prozess p	\underline{A}	Matrix mit i-Zeilen und j-Spalten
$x_{p,i,j}$	x in der Zeile i und der Spalte j, je Prozess p	\vec{A}	Vektor mit j-Einträgen
$y_{p,i,j}$	Matrix y mit i-Zeilen und j-Spalten, je Prozess p	$\{m, n\}$	Anzahl der Zeilen, Anzahl der Spalten

Generische Modellierungsmethoden verlangen es, heterogene und unvollständige Daten aufzubereiten. Einige exogene Datensätze liegen nicht jahres-, sondern nur stützjahresscharf vor. Um Leerstellen zu füllen, nutzt das Modell hpts. die „Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial (PCHIP)“ Methode. Sie interpoliert die stützjahresscharfen Werte linear und ergänzt fehlende Zwischenjahre. Nach [139], [140] bildet die Interpolationsmethode speziell lineare Zusammenhänge gut ab. [5].

Um die bestehende Struktur z. B. der anwendungs- und brennstoffscharfen Verbrauchsmatrix aus dem Vorins Folgejahr zu übernehmen, ermittelt das Modell prozentuale Verteilungen von Matrizen (vgl. Formel (4-2)). Die Gleichung kann auch für Vektoren genutzt werden. [5]

$$\underline{pt} = \frac{\underline{A}}{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n A_{i,j}} \quad (4-2)$$

\underline{pt}	Matrix mit prozentualem Anteil je Element der Matrix \underline{A}	\underline{A}	Matrix A mit i-Zeilen und j-Spalten
$\{m, n\}$	Anzahl der Zeilen, Anzahl der Spalten		

Die allgemeingültige Gleichung, um die Differenz eines Vektors zu bestimmen, enthält Formel (4-3). Das Modell verwendet Formel (4-3) beispielsweise, um die Veränderung der Wertschöpfungsentwicklung (z. B. Bruttowertschöpfung) zum Vorjahr und den damit verbundenen Anlagenabgang und -zugang zu ermitteln.

$$\vec{\Delta} = \Delta_z = \begin{cases} 0 & \text{für } z = 1 \\ x_z - x_{z-1} & \text{für } 1 < z \leq n_x \end{cases} \quad (4-3)$$

$\vec{\Delta}$	Differenzvektor, abschnittsweise definiert (z)	z	Indexvariable
x_z	x an der Stelle z	n_x	Anzahl der Elemente von x

Formel (4-4) berechnet die Änderungsrate von Vektoren und dient allgemein zur Fortschreibung von Parametern im Modell.

$$\vec{r} = r_z = \begin{cases} 0 & \text{für } z = 1 \\ \frac{x_z}{x_{z-1}} & \text{für } 1 < z \leq n_x \end{cases} \quad (4-4)$$

\vec{r}	Vektor mit Änderungsrate, abschnittsweise definiert (z)	z	Indexvariable
n_x	Anzahl der Elemente von x	x_z	x an der Stelle z

Modellendogenes Aufbereiten der Datenbasis

Die ins Modell überführte Datenbasis bedarf weiterer modellendogener Aufbereitung.

So sind die Eingangsdaten hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Jahresbasis zu homogenisieren. Smlnd nutzt Erzeuger- und Verbraucherpreisindizes zur Preisbereinigung der jahresunterschiedlichen Kosten- und Preisdaten. Das Modell homogenisiert die Kosten hinsichtlich des letzten Basisjahrs (2018). In 2018 nimmt der Preisindex den Wert 1 an. Bei Inflation im Folgejahr ist der Preisindex größer, bei Deflation kleiner dem Basiswert. Die Umbasierung erfolgt durch die Multiplikation des auf 1 normierten Kehrwerts der Preisindizes mit den Kostendaten des gleichen Jahres. Um eine einheitliche Datenbasis der spezifischen Energiekennwerte in den Basisjahren zu erreichen, ist eine Effizienzbereinigung auf Prozessebene notwendig. Das Modell nutzt Energieeffizienzindikatoren der Industrie, um die prozessspezifischen Strom- und Brennstoffverbräuche hinsichtlich ihres Datenjahrs zu homogenisieren. Ebenfalls homogenisiert das Modell spezifische Prozessemissionen mittels Prozessemissionsindikatoren. Die berechneten bzw. dem Literaturbestand entnommenen Indizes und Indikatoren beschreibt Abschnitt 10.3 im Anhang.

Das Modell aggregiert die in der ISI Anwendungsbilanz enthaltenen acht¹⁷ zu den in Smlnd vorgegebenen sechs¹⁸ konventionellen Brennstoffen je Wirtschaftszweig [75]. Daneben schlüsselt das Modell die Fernwärme auf die zur Erzeugung eingesetzten Energieträger auf [141]. [5]

Konstruktion relevanter Modellkomponenten und Parameter im Status Quo

Die Simulationen in Smlnd basieren auf individuellen Modellkomponenten, welche in Ebenen gegliedert sind. Das Modell rechnet auf den Ebenen der Prozesse, prozessunspezifischen Instanzen, Technologien und Maßnahmen.

Um den Anlagenbestand verschiedener Komponenten in einem Industriemodell abbilden zu können, liegt jeder Komponente ein Umsetzungsparameter zugrunde. Umsetzungsparameter stellen die verwendete Hauptvariable zur Abbildung einer Modellkomponente dar. Der Umsetzungsparameter reflektiert neben dem Anlagenbestand auch die Diffusion der Modellkomponente im Bilanzraum. Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit und der Heterogenität sind oftmals pragmatische Ansätze bei der Auswahl der Umsetzungsparameter anzustellen, um die Industrie trotz der vorhandenen Unschärfe zu modellieren. Wie auch in [45] nutzen Prozesse im Modell Produktionsmengen statt -kapazitäten zur Abbildung des Anlagenbestands. Die Verwendung von Kapazitäten statt Mengen würde realitätsnahe Sprünge im industriellen Anlagenbestand besser abbilden und realitätsferne gleitende Übergänge verhindern. Im Gegensatz zu den Produktionsmengen ist die literarische Datenbasis von Produktionskapazitäten jedoch begrenzt. Statt Teilbereiche der Industrie auszuklammern, toleriert die Modellbildung die damit einhergehende Unschärfe.

Der Umsetzungsparameter ist vom Begriff der Aktivitätsgröße abzugrenzen. Die Aktivitätsgröße gibt die aus Sicht der Modellkomponente exogene Entwicklung wieder. Beispielsweise verwenden Prozesse das homogene Produktionsgut (z. B. Stahl) zur Bestimmung ihrer prospektiven Wirtschaftsleistung. Aus der Perspektive von untergeordneten Technologien ist z. B. wiederum die Produktionsmenge übergeordneter Prozesse maßgebend, um deren Entwicklung zu bestimmen. Neben dem Umsetzungsparameter und der Aktivitätsgröße ist der Begriff „Parameterbezug“ zu definieren. Der Parameterbezug beschreibt den Nenner spezifischer Kenngrößen. Die Kombination von Aktivitätsgrößen (t) und spezifischen Parametern (€/t) ermöglicht es, durch simple Multiplikation jahresübergreifende Entwicklungen abzuleiten. Der Parameterbezug spezifischer Kennwerte und Aktivitätsgrößen muss jedoch kongruent sein oder über zusätzliche Parameter homogenisiert werden. Beispielsweise geben Prozesse mittels der Aktivitätsgröße

¹⁷ Kohlen (1), Heizöl leicht (2), Heizöl schwer (3), sonstige Mineralöle (4), Naturgase (5), Übrige Gase (6), Erneuerbare (7), sonstige Brennstoffe (8)

¹⁸ Fossile Kohlen (1), fossiles Öl (2, 3, 4), fossile Gase (5), fossile sonstige Gase (6), biogene Brennstoffe (7), sonstige Brennstoffe (8)

„Produktionsmenge (t)“ in Kombination mit dem spezifischen Wärmeverbrauch (MWh/t) des Prozesses die Entwicklung der prozessspezifischen Thermoprozessanlagen und Brenner vor (vgl. Zeile 7, Tabelle 4-2).

Tabelle 4-2 umfasst die bottom-up berechneten Modellkomponenten und ordnet ihnen den Umsetzungsparameter, die Aktivitätsgröße und den Parameterbezug zu. Das Datenmodell stellt Berechnungen in den Basisjahren an, um die Datensätze zu vervollständigen und für die Optimierung aufzubereiten.

Tabelle 4-2: Modellebene, Umsetzungsparameter, Aktivitätsgröße und Parameterbezug je Modellkomponente

Nr.	Modell-ebene	Modell-komponente	Umsetzungs-parameter	Ein-heit	Parameter-bezug	Ein-heit	Aktivitäts-größe	Ein-heit	nächsthöhere Modellebene
1	Prozess	Prozesse	Produktions-menge	(t)	Produktions-menge	(t)	Homogenes Produkt	(t)	Wirtschafts-zweig
2	Prozess-unspezifisch	Prozessspezifische Instanzen	-		Bruttowertschöpfung	(€)	Bruttowertschöpfung	(€)	Wirtschafts-zweig
3	Materialien	Materialien	Materialmasse je Hauptprodukt	(t)	Produktions-menge	(t)	Produktions-menge	(t)	Prozess
4	Maßnahmen	Prozessspezifische Maßnahmen	Umsetzung	(dl)	Produktions-menge	(t)	Produktions-menge	(t)	Prozess
5	Maßnahmen-technologien	Prozessspezifische Maßnahmen-technologien	Produktions-menge	(t)	Produktions-menge	(t)	Produktions-menge	(t)	Prozess
			Anteil am Bilanzraum	(dl)					
6	Maßnahmen	Prozessspezifische Maßnahmen	Umsetzung	(dl)	Energie-einsparung	(MWh)	Bruttowertschöpfung	(€)	Prozess-unspezifisch
7	Technologien	Prozessspezifische Thermoprozessanlagen	Wärme-erzeugung	(MWh)	Wärme-erzeugung	(MWh)	Produktions-menge	(t)	Prozess
8	Technologien	Prozessspezifische Thermoprozessanlagen	Wärme-erzeugung	(MWh)	Wärme-erzeugung	(MWh)	Bruttowertschöpfung	(€)	Prozess-unspezifisch
9	Technologien	CO ₂ -Prozessabscheidung	Produktions-menge	(t)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen	(tCO ₂)	Produktions-menge	(t)	Prozess
10	Technologien	CO ₂ -Luftabscheidung	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen	(tCO ₂)	-	-	Industrie

Prozesse umfassen industrielle Produktionsverfahren zur Herstellung eines Produktionsguts. Die Produktionsmenge ist Umsetzungsparameter, Aktivitätsgröße und Parameterbezug zugleich. Die Bruttowertschöpfung bildet die Aktivitätsgröße und den Parameterbezug von *prozessunspezifischen Instanzen*. Um Effizienzgewinne infolge der Maßnahmenumsetzung in den industriellen Transformationspfaden nicht zu überschätzen, verwendet das Modell theoretische, spezifische Energieminima je Prozess (MWh/t) und prozessunspezifischer Instanz (MWh/€). Prozesse können auf eine eigens erhobene, exogene Datenbasis zurückgreifen. Prozessspezifische Instanzen erreichen eine angenommene Effizienzsteigerung von maximal 50 %.

Materialien detaillieren Prozesse und nutzen deren Produktionsmenge als Aktivitätsgröße und Parameterbezug. Materialverbrauch und -erzeugung bestimmen sich demgemäß anhand der Prozessproduktionsmenge (t_p) und dem spezifischen Anteil je Edukt bzw. Produkt an der Produktionsmenge (t_{mat}/t_p). Aggregiert bilden die Ein- und Ausgangsmaterialien die jahresspezifische Massenbilanz je Prozess.

Auf Maßnahmenttechnologien zurückgreifend, ergänzen und substituieren *Prozessmaßnahmen* den industriellen Anlagenbestand. *Prozessunspezifische Maßnahmen* bilden Änderungen ohne konkreten Technologiebezug ab. Prozessmaßnahmen nutzen die Produktionsmenge, prozessunspezifische

Maßnahmen die Bruttowertschöpfung als Aktivitätsgröße. Prozessmaßnahmen charakterisieren sich durch den jahresspezifischen Umsetzungsgrad, welcher sich nach Formel (4-5)¹⁹ berechnet.

$$umg_{m,p} = \frac{m_{mt,sub}}{\sum_{mt=1}^{n_{mt,m}} m_{mt}} \quad (4-5)$$

$umg_{m,p}$ (dl)	Umsetzungsgrad, Prozessmaßnahme	$m_{mt,sub}$ (t)	Produktionsmenge des Substituts, Maßnahmentechnologie
m_{mt} (t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie	$n_{mt,m}$ (Stk)	Anzahl der Maßnahmentechnologien je Maßnahme (= 2)

Wie Abbildung 4-3 zeigt, untergliedern Bilanzräume den Prozess in kleinere weitestgehend unabhängige Bestandteile. In den Bilanzräumen verändern Prozessmaßnahmen den Technologiebestand von Prozessen.

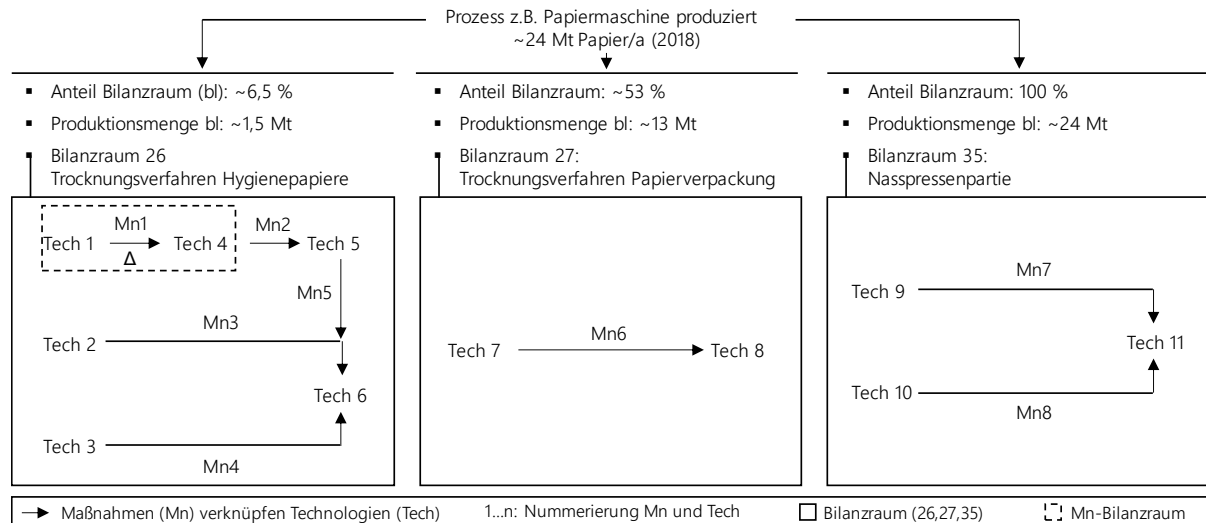


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung der Verknüpfung von Prozessen mit den Bilanzräumen der Maßnahmen und Maßnahmentechnologien sowie Verknüpfung von Technologien mit Maßnahmen

Die Produktionsmenge verknüpft den Bilanzraum und den Prozess anhand des Bilanzraumanteils. Beispielsweise ergibt sich der Anteil des Bilanzraums „Trocknungsverfahren für Hygienepapier“ an der Papierproduktion durch den Anteil von Hygienepapieren (~6,5 %) an der Gesamtproduktionsmenge von Papier, Karton und Pappe in 2018 [142]. Ein Bilanzraum kann mehrere Maßnahmen und Maßnahmentechnologien umfassen, wohingegen eine Maßnahme immer zwei Maßnahmentechnologien umfasst. Innerhalb der Bilanzräume konkurrieren die Maßnahmentechnologien miteinander, bedienen jedoch stets die Anforderungen des übergeordneten Prozesses (angeforderte Produktionsmenge). Maßnahmen verknüpfen Maßnahmentechnologien und verschieben ihre Anteile im Bilanzraum. Die Verschiebung hin zu einer energieeffizienteren Technologie bewirkt beispielsweise die Verringerung des Strom- und Brennstoffverbrauchs des Prozesses. Das Modell berechnet den Anteil der Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie an der Produktionsmenge des Bilanzraums (Anteil der Maßnahmentechnologie am Bilanzraum). Der Anteil des Maßnahmenbilanzraums (z. B. Mn1 mit Tech1 und Tech4) am übergeordneten Bilanzraum ergibt sich, indem die Anteile der Maßnahmentechnologien je Maßnahme aufsummiert werden. Die Anteile werden genutzt, um den Effekt der Maßnahmenumsetzung zu berechnen.

Die Diffusion prozessunspezifischer Maßnahmen steuert das Modell mittels endogen berechneter Diffusionsrate, welche als Maßgabe für die maximale, jährliche Umsetzung fungiert. Die Diffusionsrate prozessunspezifischer Maßnahmen ergibt sich aus dem Kehrwert der Nutzungsdauer [5], [18], [90]. Demgemäß folgen Hochlauf und Austausch der prozessunspezifischen Maßnahmen natürlichen Reinvestitionszyklen. Das Konzept der natürlichen Reinvestition beschränkt den Anlagentausch auf die

¹⁹ Um die Nachvollziehbarkeit im energiewirtschaftlichen Kontext zu steigern, werden die verwendeten Formeln mit Einheiten versehen. Die Formeln gelten unabhängig von den angegebenen Einheiten. Um die Umsetzung im Modell hervorzuheben und das Verständnis zu erhöhen, wird vom „Système international d’unités (SI-Einheitensystem)“ abgewichen. Die Einheiten können im Einheitenverzeichnis nachvollzogen werden.

Entnahme von Anlagen am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Natürliche Reinvestitionszyklen begrenzen die Geschwindigkeit der Transformation und unterstreichen damit die langsamen Austauschzyklen in der Industrie [31]. Vergangene, aktuelle und prospektive Investitionsentscheidungen wirken bei natürlicher Reinvestition unumstößlich langfristig bindend.

Thermoprozessanlagen und Brenner bestimmen den Energieverbrauch von Prozessen und prozessunspezifischen Instanzen in den Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Ihre Wärmeauskopplung (MWh) dient Thermoprozessanlagen und Brennern als Umsetzungsparameter. Prozessspezifische Wärmeerzeuger nutzen die Produktionsmenge, prozessunspezifische Wärmeerzeuger hingegen die Bruttowertschöpfung als Aktivitätsgröße.

Die CO₂-Prozessabscheidung verwendet die Produktionsmenge des übergeordneten Prozesses (t), die CO₂-Luftabscheidung die abgeschiedenen Emissionen (tCO₂) als Umsetzungsparameter. Die Prozessproduktionsmenge dient der CO₂-Prozessabscheidung als Aktivitätsgröße, wohingegen die CO₂-Luftabscheidung von übergeordneten Instanzen unabhängig agiert. Beide Modellkomponenten bedienen sich der abgeschiedenen CO₂-Emissionen als Parameterbezug ihrer spezifischen Kenngrößen. Bislang verzichtet die deutsche Industrie weitestgehend auf den Einsatz von CO₂-Abscheidungsanlagen.

Nach Alter segmentierter Anlagenbestand und FIFO-Prinzip zur Fortschreibung

Der nach Alter segmentierte Anlagenbestand von Prozessen und Technologien ergibt sich durch die Multiplikation der in der Vergangenheit liegenden prozentualen Investitionsanteile mit dem skalaren Umsetzungsparameter je Modellkomponente. Nicht alle Prozesse und Technologien verfügen über literarische Daten zur Altersstruktur des Anlagenbestands. Bei Nicht-Verfügbarkeit verteilt das Modell die Anteile je Anlagenalter gleichmäßig anhand der technischen Nutzungsdauer. Der Kehrwert der technischen Nutzungsdauer liefert den Anteil je Alterssegment. [5]

Die Fortschreibung des nach Alter segmentierten Anlagenbestands in den Basisjahren erfolgt nach dem „First In, First Out (FIFO)“-Prinzip [143]. Anhand der Änderung des Umsetzungsparameters im Vergleich zum Vorjahr bestimmt das Modell den notwendigen Anlagenaustausch. Anlagen am Ende der Nutzungsdauer müssen ausgetauscht werden. In den Basisjahren ist der Umsetzungsparameter exogen vorgegeben und reflektiert die Diffusion der Modellkomponenten. Nach dem FIFO-Prinzip wirkt der sich ändernde Umsetzungsparameter stets zuvörderst auf die älteren Anlagen. [5]

Abbildung 4-4 visualisiert die Funktionsweise des FIFO-Prinzips anhand eines fiktiven Prozessbeispiels. Als Umsetzungsparameter nutzt die Abbildung die Produktionsmenge. Die Funktionsweise unterscheidet sich ggü. anderen Umsetzungsparametern jedoch nicht. Um den nach Alter segmentierten Anlagenbestand fortzuschreiben, ist eine Fallunterscheidung in Abhängigkeit des Vorzeichens der Bestandsdifferenz zum Vorjahr vorzunehmen. Fall 1 beschreibt eine negative Produktionsmengendifferenz von -15 000 kt, Fall 2 eine Positive in Höhe von +5 000 kt im Vergleich zum Vorjahr. Die mathematische Formulierung enthalten die Formeln in Abschnitt 10.1 im Anhang.

Sinkt der Anlagenbestand (Fall 1), ist zunächst mittels FIFO-Prinzips der jeweilige altersabhängige Anlagenabgang zu bestimmen (1). Es wird so lange Produktionsmenge entnommen, bis die Bestandsentnahme und das abzuziehende Delta in Summe Null ergeben. Dabei entnimmt der Algorithmus die ältesten Anlagen zuerst (FIFO-Prinzip). Der Entnahmevektor wird vom Bestand abgezogen (2). Anschließend „altern“ die Segmente um ein Jahr und verschieben sich nach rechts (3). [5]

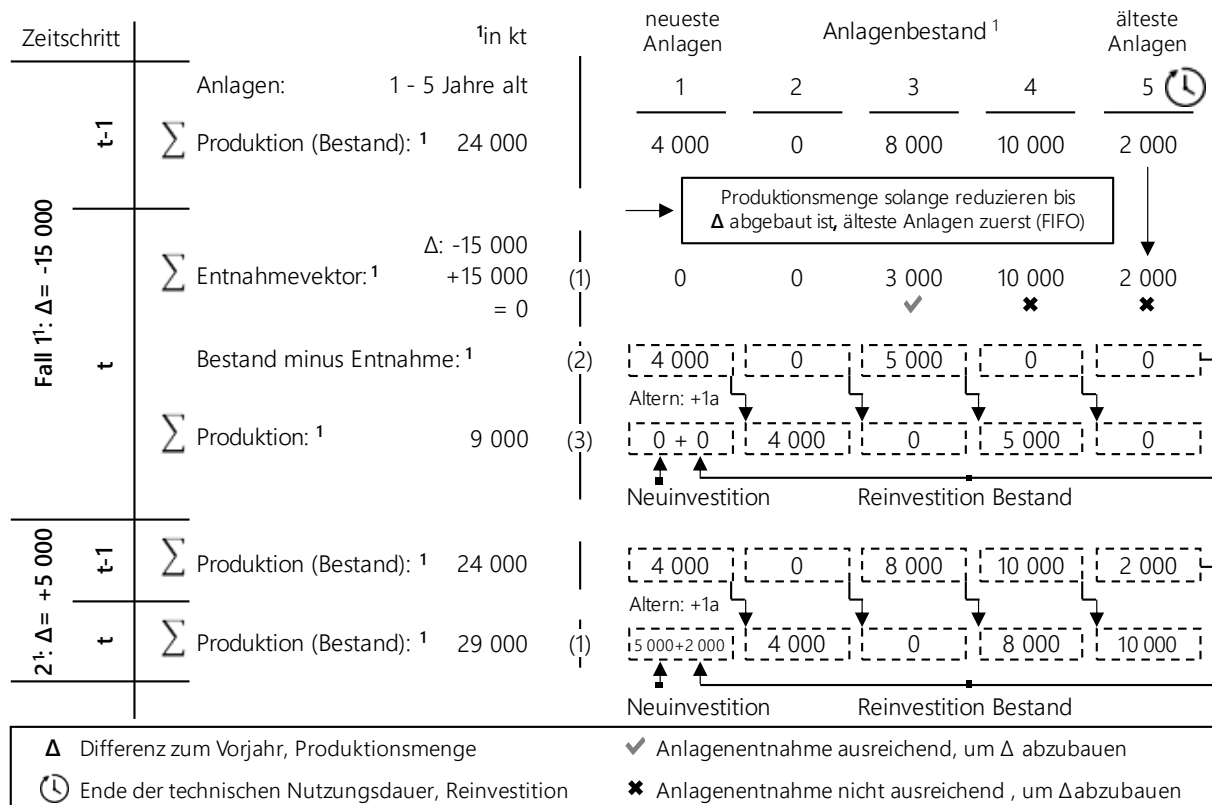


Abbildung 4-4: Schematische Darstellung des FIFO-Prinzips, Umsetzungsparameter: Produktionsmenge

In den Basisjahren wird davon ausgegangen, dass die ältesten Anlagen in gleichem Maße durch neue Anlagen ersetzt werden. Folglich ergänzt sich die Reinvestition bei positiver Differenz (Fall 2) durch eine Neuinvestition. Zum Anlagenbestand des Vorjahres, welcher das Ende der Nutzungsdauer erreicht hat, wird das hinzugekommene Delta addiert (1). Der Rest des Anlagenbestands altert um ein Jahr.

Zeitreihen

Um die jahresscharfen Parameter zeitlich weiter aufzulösen, greift das Modell auf synthetische Lastgänge auf Wirtschaftszweigebene zurück [144]. Die in normierter Form vorliegenden Lastgänge fußen auf realen Datensätzen industrieller Unternehmen, welche Smlnd anhand von Produktionsindizes, Wärmeprofilen und Typtagen synthetisiert [144], [145]. Die detaillierte Vorgehensweise zur Konstruktion der synthetischen Lastgänge beschreiben Ganz et al. in [145], [144]. Da bislang keine lückenlos erfassten Lastprofile je Prozess vorliegen, verwendet das Modell sie nicht nur auf Wirtschaftszweig-, sondern auch auf Prozessebene. Um stündlich aufgelöste Energieverbräuche, -emissionen und -kosten zu berechnen, multipliziert das Modell den jahresscharfen Energieverbrauch initial mit den normierten Lastprofilen. Die Zeitreihe des Energieverbrauchs wird wiederum mit den spezifischen Energieemissionen und Energiekosten multipliziert. [5], [144]

Kostenbestandteile und Prinzipien der Kostenbilanzierung

Das Modell umfasst sowohl Kapital- als auch Betriebskosten. Die Kapitalkosten unterteilen sich in reguläre Abschreibungen und Sonderabschreibungen. Beide gehen auf zuvor getätigte Investitionen zurück. Sonderabschreibungen fallen an, falls Anlagen dem Bestand vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer entnommen werden [45], [31]. Die Kosten der Sonderabschreibung entsprechen dem Buchwert des Bestands zum Abschreibungszeitpunkt.

Die wesentlichen Kosten des industriellen Betriebs subsumieren u. a. Instandhaltungs-, Energieverbrauchs-, Emissions- und Materialkosten. Allgemeine Kosten, welche sich näherungsweise je Prozess und Technologie

kaum unterscheiden, vernachlässigt Smlnd. Dazu gehören die Kosten für Lohnarbeit, Sozialabgaben, Versicherungen, Lizenzgebühren und geistiges Eigentum. Im Allgemeinen berechnen sich die Betriebskosten anhand der jahresspezifischen Multiplikation von spezifischen Kosten (z. B. spezifische Energiekosten, €/MWh) und absoluten Parametern (z. B. Energieverbrauch, MWh).

Die Kapitalkosten hingegen ergeben sich anhand einer Investitions- und Abschreibungsmethode, welche lineare Abschreibungen nutzt und Sonderabschreibungen ermöglicht. Die ökonomische Nutzungsdauer der Anlagen bestimmt den Abschreibungszeitraum. Um die Kapital- mit den Betriebskosten vergleichen und die Kostenbilanzierung durchführen zu können, annualisiert das Modell die Investitionen anhand der Annuitätenmethode [146]. Nach Formel (4-6) berechnet die Annuitätenmethode den Annuitätenfaktor anhand des Zinssatzes und der ökonomischen Nutzungsdauer. Aus makroökonomischer Perspektive des Industriemodells spiegelt der Zins des Annuitätenfaktors den Prozentsatz wider, welcher zur Wiedererlangung des eingesetzten Kapitals erforderlich ist. Die makroökonomische vernachlässigt im Gegensatz zur mikroökonomischen Perspektive die Gewinnerwartung bei Investitionen. Die Berechnung des Barwerts industrieller Investitionen, wie sie bspw. [83] ermittelt, entfällt.

$$AF = \frac{(1+i)^{nd_{\bar{o}}} \cdot i}{(1+i)^{nd_{\bar{o}}} - 1} \quad (4-6)$$

AF	(1/a)	Annuitätenfaktor	$nd_{\bar{o}}$	(a)	Ökonomische Nutzungsdauer
i	(dl)	Zinssatz			

Die annuitätische Investition ergibt sich nach Formel (4-7) durch die Multiplikation der spezifischen Investition, dem komponentenspeziellen Umsetzungsparameter und dem Annuitätenfaktor.

$$\vec{C}_{an} = C_{an,z} = c \cdot u \cdot AF_a \text{ mit } z = \{1 \dots nd_{\bar{o}}\} \quad (4-7)$$

\vec{C}_{an}	(€)	Vektor mit der Annuität (Kosten)	z	(a)	Index, von 1 bis ökonomische Nutzungsdauer
c	(€/pb)	Spezifische Kosten, Parameterbezug	AF_a	(dl)	Annuitätenfaktor im Jahr a
u	(pb)	Umsetzungsparameter	$nd_{\bar{o}}$	(a)	Ökonomische Nutzungsdauer

Die speziellen Formeln der Module in Abschnitt 4.3 spezifizieren Formel (4-7) je Modellkomponente. Den sich ergebenden Vektor mit der jahresspezifischen Annuität übernimmt das Modell in die Kostenbilanz. Der nach Alter segmentierte Anlagenbestand ist mit der Kostenbilanz gekoppelt. Entnimmt das Modell Anlagen vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, verbucht die Kostenbilanz Sonderabschreibungen. Zur Berechnung etwaiger Sonderabschreibungen in den Basisjahren nutzt das Modell den mittels FIFO-Prinzips berechneten Anlagenbestand. Ein Beispiel verdeutlicht die Kopplung des Anlagenbestands mit der Kostenbilanz. Den Anlagenbestand des Prozesses zu Beginn des Jahres 2016 zeigt Tabelle 4-3 in Zeile 1.

Tabelle 4-3: Anlagenbestand des Prozesses zu Beginn des aktuellen Jahres 2016 bzw. am Ende des Vorjahres

		Technische Nutzungsdauer = 10 Jahre						
		Ökonomische Nutzungsdauer = 5 Jahre						
Anlagenalter in Jahren:		1	2	3	4	5	...	10
Nr.	Jahr der Neuinvestition:	2015	2014	2013	2012	2011	...	2006
1	Anlagenbestand Vorjahr (\vec{u}_{t-1}) (kt)	5 000	10 000	5 000	4 800	0	...	0
2	Anlagenentnahme, aktuelles Jahr ($\vec{u}_{out,t}$) (kt)	0	0	1 500	4 800	0	...	0
3	Anteilige Anlagenentnahme ($\vec{p}_{sa,t}$) (dl)	0	0	0,30	1	0	...	0

Der Prozess weist eine technische Nutzungsdauer von zehn bei einer ökonomischen Nutzungsdauer von fünf Jahren auf. Zeile 2 in Tabelle 4-3 zeigt die nach dem FIFO-Prinzip durchgeführte Entnahme von Anlagen aus dem Anlagenbestand im aktuellen Jahr. Zeile 3 gibt die anteilige Entnahme je Anlagenalter aus dem Anlagenbestand berechnet nach Formel (4-8) wieder. Die Multiplikation erfolgt elementweise.

$$\vec{pt}_{sa,t} = \vec{u}_{out,t} \circ \frac{1}{\vec{u}_{t-1}} \quad (4-8)$$

$\vec{u}_{out,t}$	(div)	Vektor mit Umsetzungsparameter, Entnahme Bestand, Zeitschritt t, Bestand mit Anlagenalter von 1 bis ökonomische Nutzungsdauer	\vec{u}_{t-1}	(div)	Vektor mit Umsetzungsparameter, Bestand, Vorjahr (t-1), mit Anlagenalter von 1 bis ökonomische Nutzungsdauer
$\vec{pt}_{sa,t}$	(dl)	Vektor mit Anteilen des entnommenen Anlagenbestands			

Die Produktionsmenge des Prozesses sinkt insgesamt um 6 300 kt im Vergleich zum Vorjahr. Da die Anlagenentnahme den Anlagenbestand am Ende der Nutzungsdauer übersteigt (Jahr 2006: 0), findet in 2016 keine Re- oder Neuinvestition statt. Das Beispiel entnimmt Anlagen vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer. Sonderabschreibungen auf die in 2012 und 2013 investierten Anlagen sind die Folge. Anteilig entfernt das Beispiel 30 % des in 2013 und 100 % des in 2012 investierten Anlagenbestands. Bei einem konstanten Zinssatz von 5 % und spezifischen Investitionen von 10 €/t beträgt der Annuitätenfaktor näherungsweise 0,23 und die Annuität 2,31 € pro Tonne und Jahr. Tabelle 4-4 weist die Kostenbilanz des Prozesses in 2016 mit den Sonderabschreibungen der Investitionsjahre 2012 und 2013 sowie der regulären Abschreibung der Investitionsjahre 2012, 2013, 2014, 2015 und 2016 aus.

Tabelle 4-4: *Beispiel der Annuität, Abschreibung und Sonderabschreibung eines Prozesses in 2016*

Jahr der Investition (t_i)	Jahr der Abschreibung	Annuität, Prozess A, t€	Bereits durchgeführte Sonderabschreibung, t€	Sonderabschreibung, Zeitpunkt t, t€	Reguläre/Verbleibende Abschreibung, t€
2012	2016 ¹	² 18 480 = 2,31 · 8 000	7 392	11 088 = 1 · (18 480 - 7 392)	0 = 18 480 - (7 392 + 11 088)
2013	2016	11 550 = 2,31 · 5 000	0	3 465 = 0,3 · (11 550 - 0)	8 085 = 11 550 - (0 + 3 465)
	2017	11 550	0	3 465 = 0,3 · (11 550 - 0)	- ³
2014	2016	23 100	0	0	23 100
	2017	23 100	0	-	-
	2018	23 100	0	-	-
2015	2016	11 550	0	0	11 550
	2017	11 550	0	-	-
	2018	11 550	0	-	-
	2019	11 550	0	-	-
2016	2016	0	0	0	0
	2017	0	0	-	-
	2018	0	0	-	-
	2019	0	0	-	-
	2020	0	0	-	-

¹Vorangegangene Jahre bereits vollständig abgeschrieben; ²Annahme: Ursprünglich 8 000 kt in 2012 investiert, in 2014 bereits 40 % (3 200 kt) des Anlagenbestands mittels Sonderabschreibung verringert; ³(-): Im aktuellen Jahr 2016 noch nicht bekannt

Die mathematische Formulierung sowie die konkrete Berechnung der Sonderabschreibungen in den Jahren 2012 und 2013 der in Tabelle 4-4 enthaltenen Kostenbilanzierung zeigen die Gleichungen in (4-9).

$$\vec{c}_{sa,t_i,L} = pt_{sa,t_i} \cdot (\vec{c}_{an,t_i,L} - \vec{c}_{sab,t_i,L}) \text{ mit } L(t_i) = \{t \dots t_a\}$$

$$\text{Beispiel 2012: } 11\,088 = 1 \cdot (18\,480 - 7\,392) \quad (4-9)$$

$$\text{Beispiel 2013: } \begin{pmatrix} 3\,465 \\ 3\,465 \end{pmatrix} = 0,3 \cdot \begin{pmatrix} 11\,550 - 0 \\ 11\,550 - 0 \end{pmatrix}$$

$\vec{c}_{sa,t_i,L}$	(€)	Vektor mit den Sonderabschreibungen, Investitionsjahr t_i , vom aktuellen Jahr t (hier: 2016) bis zum letzten Abschreibungsjahr t_a	$\vec{c}_{sab,t_i,L}$	(€)	Vektor mit den bereits durchgeführten Sonderabschreibungen, Investitionsjahr t_i , vom aktuellen Jahr t bis zum letzten Abschreibungsjahr t_a
pt_{sa,t_i}	(dl)	Anteil des entnommenen Anlagenbestands, Investitionsjahr t_i	$L(t_i)$	(jz)	Jahresindex L, Anlagenalter, aktuelles Jahr t bis letztes Abschreibungsjahr t_a , abhängig vom Investitionsjahr t_i
$\vec{c}_{an,t_i,L}$	(€)	Vektor mit Annuität, Investitionsjahr t_i , vom aktuellen Jahr t bis zum letzten Abschreibungsjahr t_a	t_i	(jz)	Diskreter Zeitpunkt (Jahr) der getätigten Investition

Die verbleibenden regulären Abschreibungen des aktuellen Jahres ergeben sich aus der Annuität abzüglich der Summe aus bereits durchgeführter und aktueller Sonderabschreibung je Investitionsjahr (vgl. Zeile 1 und 2, Spalte 6 in Tabelle 4-4). Die Neuinvestition des aktuellen Jahres berechnet sich wiederum nach (4-7).

$$C_{a,t_i} = C_{an,t_i} - (C_{sab,t_i} + C_{sa,t_i}) \quad (4-10)$$

C_{a,t_i}	(€)	Reguläre Abschreibung je Investitionsjahr t_i , Jahr der Abschreibung gleich dem aktuellen Jahr t (hier: 2016)	C_{an,t_i}	(€)	Annuität je Investitionsjahr t_i , Jahr der Abschreibung gleich dem aktuellen Jahr t
C_{sa,t_i}	(€)	Sonderabschreibung aktuelles Jahr je Investitionsjahr t_i , Jahr der Abschreibung gleich dem aktuellen Jahr t	C_{sab,t_i}	(€)	Sonderabschreibung bisherige Jahre je Investitionsjahr t_i , Jahr der Abschreibung gleich dem aktuellen Jahr t

Um die tatsächlichen Kosten der Investitionen je Basisjahr (2015 - 2018) zu berechnen, sind rückwirkend alle Abschreibungen zu ermitteln, die je Jahr von 2015 abzüglich der ökonomischen Nutzungsdauer je Modellkomponente durchgeführt wurden. Die Berechnung ist anhand des nach Alter aufgeteilten Anlagenbestandes möglich. Aufgrund fehlender verfügbarer Änderungen des Umsetzungsparameters vor 2015 vernachlässigt das Modell Sonderabschreibungen im Zeitraum. Die Annuität entspricht damit der regulären Abschreibung je Jahr.

In den weiteren Simulationsjahren unterliegen die spezifischen Prozessinvestitionen einer Kostendegression in Abhängigkeit des Diffusionsgrads. Auf diese Weise werden Lerneffekte in der Industrie berücksichtigt [18], [5]. Die Lernkurven entsprechen logistischen Wachstumsfunktionen (Sättigungskurven), welche der Lösung einer nichtlinearen, gewöhnlichen Differentialgleichung erster Ordnung nach Bernoulli entspringen (vgl. Formeln (4-11)) [147], [18], [5].

$$f'(t) = k \cdot f(t) \cdot (G - f(t))$$

$$f(t) = G \cdot \frac{1}{1 + e^{-k \cdot G \cdot t} \cdot \left(\frac{G}{f(0)} - 1\right)} \quad (4-11)$$

$f'(t)$	(div)	Änderung des Parameters	G	(div)	Oberer Grenzwert (Schranke)
k	(div)	Proportionalitätskonstante	$f(t)$	(div)	Aktueller Wert des Parameters
t	(a)	Diskreter Wertebereich, Zeitraum	$f(0)$	(div)	Startwert

Da keine beobachteten Werte zur prozessspeziellen Kostendegression in der Industrie vorliegen, müssen Annahmen zur Parametrierung der Funktion getroffen werden. Ziel ist es annahmegemäß, eine Kostendegression von maximal 50 % zuzulassen. Das Modell setzt die obere Schranke G demgemäß auf 0,5. Um den Wendepunkt der Sättigungskurve genau bei halber Kostenänderung zu erreichen, wird ein Startwert $f(0)$ von 0,25 gewählt [18], [147]. Es wird angenommen, dass die Kostenreduzierung im Betrachtungszeitraum des Modells (2015 - 2050, 36 Zeitschritte, Wertebereich t : [-18,18]) erreicht werden kann. Um innerhalb des Zeitraums eine Kostenänderung um 50 % zu ermöglichen, wird eine Proportionalitätskonstante von 0,5 abgeschätzt. Das Modell subtrahiert die auf den Wertebereich zwischen 0 und 0,5 parametrisierte Lösung vom Wert 1, um mit zunehmender Technologieverbreitung sinkende Kosten abzubilden ($1 - f(t)$) [18]. Der sich ergebende Graph entspricht einer S-förmigen Kurve (Sigmoid), bei der die Kostendegression anfangs gering ist [18]. Die Degression wächst mit zunehmender Technologieerfahrung und erreicht im Wendepunkt der Funktion ihr Maximum [18]. Ist der Wendepunkt überschritten, nimmt die Degression mit zunehmender Diffusion ab [18]. Statt endogener Lernkurven, verwenden andere Studien oft exogen abgeschätzte Kostenentwicklungen (z. B. [39]). Eine Ausnahme bildet das POTEnCIA-Modell [45].

Eine Kostendegression durch Lerneffekte entsteht bei Prozessen immer dann, wenn ihre Diffusion im Modell wächst. Das Modell misst die steigende Diffusion an der Entwicklung des Anteils je Verfahren am homogenen Produktionsgut im Vergleich zum letzten Basisjahr. Verfahrensrouten können nur Kostenfortschritte jedoch keine Rückschritte erzielen. Zu Beginn bestimmt das Modell die aktuelle Position auf der Sättigungskurve. Dazu multipliziert das Modell den Anteil am homogenen Produkt mit der Anzahl der Elemente im zuvor festgelegten diskreten Wertebereich der Lernkurve. Das Ergebnis gibt die Stelle im Wertebereich wieder, an der sich die Verfahrensrouten im „Lernprozess“ aktuell befindet. Steigt der Anteil je

Verfahrensrouten, reduzieren sich die Kosten in Abhängigkeit des Kurvenverlaufs. Besonders innovative Verfahren wie die H₂-Stahlherstellung, welche aktuell z. B. aus technologischer Sicht noch nicht verfügbar sind, profitieren vom Markthochlauf. Die derzeit noch hohen Kosten innovativer Verfahren sinken dementsprechend realitätsnah deutlich stärker als die Kosten bereits etablierter Verfahren. [67] bestätigt, dass die Reinvestition in bestehende und bekannte Anlagen aufgrund von Erfahrungswerten oftmals günstiger als der komplette Neubau innovativer Anlagen ist.

4.3 Methoden II - Modellbildung und Simulation: Optimierungssystem

Die modellendogen aufbereiteten Basisjahre bilden die Grundlage, um konsistente Transformationspfade der deutschen Industrie anhand individueller Modellkomponenten zu generieren. Der siebte methodische Schritt (vgl. Abbildung 4-1) der zweiten Methodenkatgorie beschreibt die Entwicklung und Funktionalität des Optimierungssystems. Das Optimierungssystem leitet kostenoptimierte Transformationspfade der Industrie ab.

Das Optimierungssystem kombiniert fünf linear optimierte Module. Jedes Modul bildet die technoökonomischen Parameter der Industrie vollständig ab, optimiert aber jeweils nur ein Teilsystem der Industrie. Tabelle 4-5 listet die Module des Optimierungssystems und die optimierten Teilsysteme.

Tabelle 4-5: Optimierungssystem: Linear optimierte Module sowie optimierte Teilsysteme je Modul

Modul	Lineare Optimierungsmodule	Optimierte Teilsysteme je Modul
1	Verfahrensrouten- und Materialeinsatz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktionsmenge je Verfahrensroute ▪ Materialeinsatz und -erzeugung ▪ Verknüpfte Wertschöpfungsketten
2	Maßnahmen: Energieeffizienz, Abwärmepotenziale und spezielle Prozessanlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzungsgrad der Maßnahme ▪ Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie
3	Thermoprozessanlagen und Brenner	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wärmeerzeugung je Thermoprozessanlage
4	CO ₂ -Prozessabscheidung, -Speicherung und -Nutzung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktionsmenge des Prozesses mit CO₂-Abscheidung
5	Optimierter Brennstoffeinsatz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anteil des jeweiligen Brennstoffs
-	Alle Module	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂-Luftabscheidung ▪ Generische Brennstoffverminderung ▪ Generische CO₂-Verminderung ▪ Generische zusätzliche CO₂-Speicherkapazität

Modul 1 optimiert den Einsatz industrieller Verfahrensrouten (Prozesse), zugehörige Ein- und Ausgangsmaterialien sowie über Materialien verknüpfte Wertschöpfungsketten. Das Modul entscheidet auf Kostenbasis und unter Einhaltung der Nebenbedingungen, welche und in welchem Umfang Produktionsverfahren eingesetzt werden. Überdies bestimmt es den kostenoptimalen Materialeinsatz und die -erzeugung. Ebenfalls optimiert das Modul über Materialien gekoppelte Wertschöpfungsketten. Beispielsweise verknüpft „Branntkalk“ die Wertschöpfungsketten der Glas- und Kalkindustrie. Das Modul optimiert die genannten industriellen Teilsysteme, ändert weitere Prozessparameter, wie z. B. den spezifischen Energieverbrauch, jedoch nicht.

Das zweite Modul setzt Maßnahmen kostenoptimal ein, um die Effizienz industrieller Prozesse und prozessspezifischer Instanzen zu verbessern. Das Modul steigert die Energieeffizienz und nutzt verbleibende Abwärmepotenziale. Daneben bewerkstelligen Maßnahmen die Substitution spezieller Prozessanlagen und -technologien durch effizientere oder klimafreundlichere Pendanten.

Modul 3 optimiert den Einsatz generischer Thermoprozessanlagen (<500 °C) und Brenner (>500 °C). Im Modul konkurrieren u. a. Wärmepumpen, Gaskessel und KWK-Anlagen im Temperaturspektrum bis 500 °C und u. a. Gas-, Wasserstoff- und Plasmabrenner im Temperaturspektrum über 500 °C um den Einsatz zur Deckung des Wärmebedarfs der Industrie.

Das vierte Modul setzt CO₂-Abscheidungsanlagen kostenoptimal ein, um die energie- und prozessbedingten Emissionen industrieller Prozesse zu senken. Damit verbunden ist auch die anschließende CO₂-Speicherung bzw. -Nutzung. Restriktiv wirkende CO₂-Speicherkapazitäten in Deutschland begrenzen die CO₂-Abscheidung.

Technologieunabhängige Brennstoffwechsoptionen ermöglichen die Optimierung des industriellen Brennstoffverbrauchs. Anhand der Wechseloptionen und weiterer Restriktionen bestimmt Modul 5, welche Brennstoffe die Industrie aus kostenoptimaler Sicht prospektiv einsetzt. Beispielsweise können synthetische Gase ihre fossilen Pendanten ersetzen.

Allen Modulen gemein ist die Möglichkeit zur Nutzung der CO₂-Luftabscheidung. Sie ist auf die Abscheidung von Emissionen begrenzt, welche aus heutiger technischer Sicht nicht anders zu vermeiden sind. Beispielsweise enthalten die Module keine andere technische Option zur Verminderung verbleibender Prozessemissionen von prozessspezifischen Instanzen. Weiterhin beinhalten alle Module sehr teure, generische Optionen, um die CO₂-Emissionen und den Brennstoffverbrauch zu verringern sowie die CO₂-Speicherkapazität zu erhöhen. Die generischen Optionen gestatten es, das Optimierungsproblem zu lösen, auch wenn Restriktionen es verhindern würden. Beispielsweise können die Module die CO₂-Emissionen verringern, falls keine andere Option bei gleichzeitig restriktiv wirkendem CO₂-Verminderungsziel verfügbar ist. Die sehr teuren Optionen werden streng überwacht und in validen Szenarien kaum eingesetzt.

Das Optimierungssystem ermöglicht es, die inkrementellen und disruptiven CO₂-Verminderungsoptionen auf unterschiedlichen Modellebenen anhand eines übergeordneten Zielsystems zu kombinieren. Dadurch stehen die Optionen über die Teilsystemgrenzen hinweg bis zu einem gewissen Grad im Wettbewerb. Die Optionen konkurrieren um ihren Einsatz im Rahmen der industriellen Transformation. Trotz der heterogenen Industrie erreicht das Optimierungssystem auf diese Weise ein hohes Maß an Freiheitsgraden und Technologieoffenheit. Abbildung 4-5 visualisiert die prinzipielle Funktionsweise des Optimierungssystems in Abhängigkeit der individuellen Module. Das Optimierungssystem koppelt die kostenoptimalen Lösungen der Einzelmodule iterativ. Mit einem Brownfield-Ansatz setzt es auf das vergangene Jahr bzw. die vorangegangene Iteration auf.

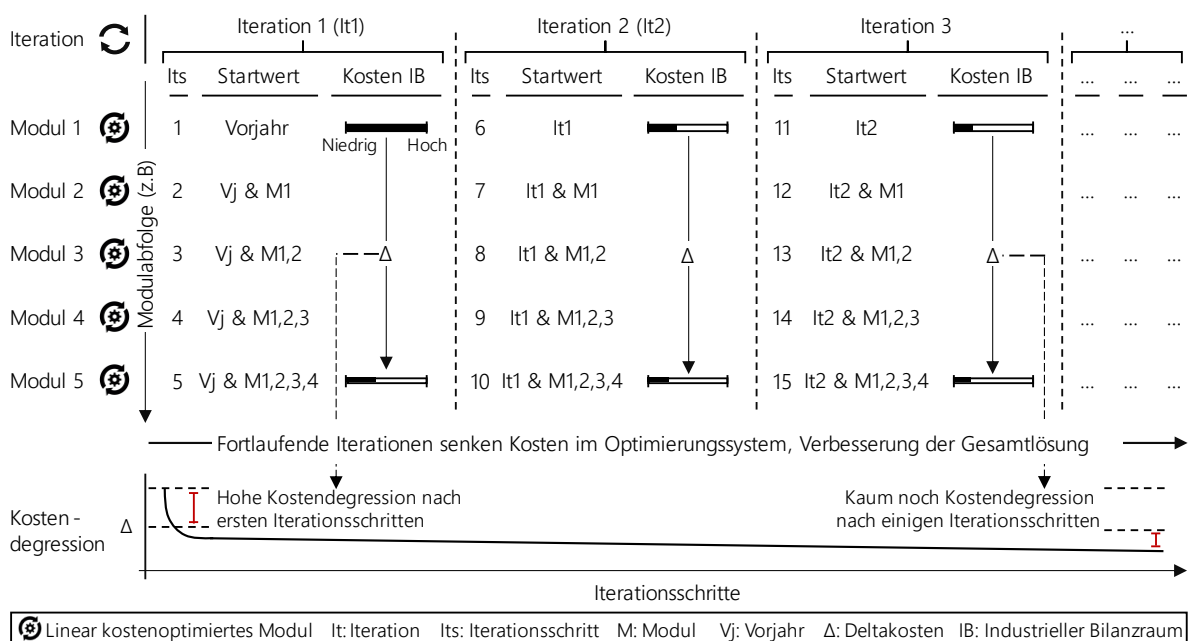


Abbildung 4-5: Funktionsweise des Optimierungssystems basierend auf den linearen Optimierungmodulen

Das Optimierungssystem durchläuft die Module in einer vorgegebenen Reihenfolge (vgl. Abschnitt 4.3.7) je Jahr mehrmals und verbessert die Gesamtlösung anhand der gemeinsamen Zielsetzung (z. B. Emissionsminderung) unter Einhaltung der Nebenbedingungen (z. B. begrenzte Biomasseverfügbarkeit). Das System optimiert die linearen Module in jedem Durchlauf separat und übernimmt die Variablen für die jeweils anderen Module. Anhand der kostenoptimierten Variablen des einen versuchen die weiteren Module folglich nacheinander ihre kostenoptimale Lösung zu verbessern. Um Startwerte für die erste Iteration je Modul bereitzustellen, greift das Optimierungssystem auf Vorjahrswerte zurück. Smlnd löst die Optimierungsprobleme der Module mittels Dual-Simplex-Algorithmus und dem CPLEX Optimization Studio.

Die direkte, nichtlineare Verknüpfung der Variablen in einer Gesamtoptimierung hingegen ist für energiewirtschaftliche Fragestellungen mit der gegebenen Unschärfe nicht zweckmäßig. Mit den bestehenden mathematischen Lösungsalgorithmen und der verfügbaren Rechenkapazitäten sind nichtlineare Optimierungsprobleme dieser Größenordnung in vertretbarer Zeit nicht lösbar und gelangen daneben im besten Fall zu einem lokalen Optimum (vgl. Abschnitt 3.7). Die iterative Kombination der linear optimierten Module im Optimierungssystem ermöglicht zwar keinen optimalen Transformationspfad, verbessert die Gesamtlösung jedoch basierend auf den globalen Optima der einzelnen Module mit steigenden Iterationen in vertretbarer Zeit. Um eine hinreichend genaue Lösung in angemessener Zeit zu erreichen, verzichten die Module auf die Optimierung unterjähriger Zeitreihen und nutzen stattdessen jahresscharfe Variablen und Parameter. Unterjährige Zeitreihen wie die Emissionsfaktoren und Energieträgerkosten mittels das Modell vorweg. Die Beschreibung der fünf Module folgt der in Tabelle 4-6 ausgewiesenen Abfolge.

Tabelle 4-6: *Homogene Struktur je Optimierungsmodul und beispielhafte Variablen und Parameter*

Nr.	Modulstruktur und Abfolge	Enthaltene Variablen und Parameter
1	Zielfunktion	z. B. Energiekosten
2	Emissions- und Energierestriktion	z. B. max. Emissionen je Jahr ggü. 1990 und z. B. max. Verbrauch an Biomasse je Jahr
3	Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls	z. B. Optimierter Anlagentausch bei Produktionsprozessen
4	Generische Komponenten	Funktionsweise und Restriktionen der CO ₂ -Luftabscheidung
5	Modulspezielle Auswertungen	z. B. Neuberechnung des absoluten Energieverbrauchs von Prozessen anhand der optimierten Produktionsmenge und des modulkonstanten, spezifischen Verbrauchs
6	Generische Auswertungen	z. B. Aggregation des anwendungs- und brennstoffscharfen Verbrauchs

Um eine Doppeldokumentation zu vermeiden, verweisen nachfolgende auf bereits beschriebene Formeln vorangegangener Module. Die generischen Bestandteile der Modulbeschreibung (4, 6) werden lediglich im ersten Modul erläutert, gelten jedoch im Wesentlichen für alle Module gleichermaßen. Um die Anzahl von Indizes der Variablen und Parameter gering zu halten und damit die Lesbarkeit zu verbessern, verzichtet die Modulbeschreibung, soweit möglich, auf die diskrete Jahresangabe im Formelzeichenindex (z. B. Zeitschritt t). In Abhängigkeit der vorgegebenen Iterationen je Modul werden die nachfolgend beschriebenen Formeln jahresspezifisch erneut ausgeführt, um die Gesamtlösung zu verbessern. Die Formeln gelten gleichermaßen für die im Simulationslauf enthaltenen Ausprägungen je Modellkomponente. Die Modellkomponente „Prozess“ umfasst z. B. 45 Produktionsverfahren (Ausprägungen). Je nach Anwendungsfall unterscheiden sich die spezifischen Emissionen je Brennstoff. Direkte spezifische Emissionen nutzt das Modell vor allem, um die CO₂-Abscheidung berechnen zu können. Demgegenüber stehen die spezifischen Brennstoffemissionen, welche den erneuerbaren Kohlenstoffkreislauf berücksichtigen. Die Emissionen des erneuerbaren Kohlenstoffkreislaufs dienen zur Berechnung der real anfallenden Emissionskosten und zur Einhaltung des vorgegebenen

Klimaschutzambitionsniveaus. Direkte spezifische Emissionen („Direkt“) kennzeichnet der Index „d“, spezifische Emissionen des erneuerbaren Kohlenstoffkreislaufs („EE“) der Index „e“. Optimierte Parameter enthalten zudem ein „x“ an der ersten Stelle des Formelzeichenindex.

4.3.1 Modul 1: Verfahrensrouten- und Materialeinsatz

Modul 1 optimiert den Einsatz industrieller Verfahrensrouten (Prozesse), zugehörige Ein- und Ausgangsmaterialien sowie über Materialien verknüpfte Wertschöpfungsketten. Beispielsweise entscheidet das Modul, ob Klinker prospektiv im konventionellen oder im elektrischen Drehrohfen produziert wird. Abbildung 4-6 visualisiert die Funktionsweise des ersten Moduls und ist von rechts nach links zu lesen.

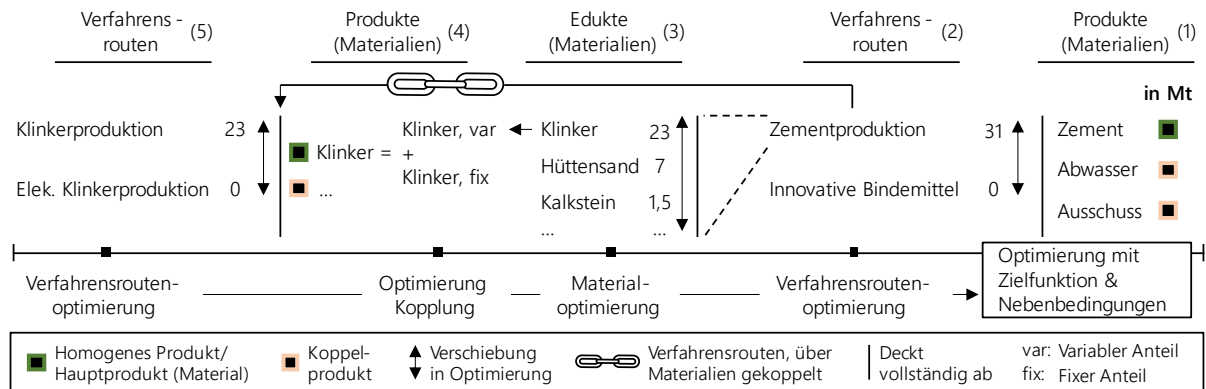


Abbildung 4-6: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des ersten Moduls, Klinker und Zement

Zunächst beschreibt Abbildung 4-6 die Modellentscheidung, ob die Nachfrage nach Zement durch die konventionelle oder innovative Zementherstellung (innovative Bindemittel) gedeckt werden soll (1 und 2). Die Entscheidung legt wiederum die Nachfrage nach Klinker fest (Edukt Zement, 3 und 4). Die Klinkerverfahrensrouten bedienen die Nachfrage (5). Das homogene Produkt „Klinker“ setzt sich aus einem fixen und einem variablen Anteil zusammen. Den variablen Anteil bestimmen nachfolgende Prozesse wie die Zementherstellung. Der fixe Anteil beschreibt den Klinkerexport an Verbraucher außerhalb des Modellbilanzraums z. B. an exogene Produktionsstätten oder ins Ausland. Im Gegensatz zur vorgegebenen, vereinfachten Leserichtung, wechselwirken die verknüpften Komponenten in der Optimierung miteinander. Eine Liste mit den Optimierungsvariablen des Moduls enthält Abschnitt 10.5 im Anhang.

4.3.1.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion des ersten linearen Optimierungsmoduls bestimmt anhand mehrerer Kostenarten, welche Verfahrensrouten und Materialien die Industrie zur Deckung der Nachfrage prospektiv einsetzt. Tabelle 4-7 fasst die Kapital- und Betriebskosten der Zielfunktion (4-25) und die zugehörigen Formeln zusammen.

Tabelle 4-7: Kostenarten der Zielfunktion des ersten Moduls

Formel	Kapitalkosten	Formel	Betriebskosten
(4-12)	Annuitätische Investitionen	(4-15)	Betrieb und Instandhaltung
(4-14)	Sonderabschreibung	(4-16)	Energieeinsatz
		(4-17)	Energie- und prozessbedingte Emissionen
		(4-18) oder (4-19)	Materialien

Betriebskosten fallen jährlich an, wohingegen die spezifischen Investitionen annualisiert werden müssen (vgl. Formel (4-6)²⁰). Darüber hinaus berücksichtigt das Modul Kapitalkosten, welche durch den

²⁰ Angesichts der jahresspezifischen Betrachtung wird der Annuitätenfaktor im Optimierungssystem über die technische statt die ökonomische Nutzungsdauer berechnet. Es liegt die Annahme zugrunde, dass Unternehmen bei ihrer Investitionsentscheidung die gesamte Nutzungsdauer berücksichtigen. Anderweitig würden die Investitionen im Vergleich zu den Betriebskosten zu hoch gewichtet. Die Kostenbilanz und die Kosten der Sonderabschreibung, welche sich über den Buchwert berechnen, bleiben davon unberührt und gehen auf die ökonomische Nutzungsdauer zurück.

Anlagentausch vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer entstehen (Sonderabschreibung). Formel (4-12) beschreibt die annuitätischen Kosten der Investition des ersten Optimierungsmoduls.

$$C_{inv,p} = m_{xin,p} \cdot c_{inv} \cdot AF_a \quad (4-12)$$

$C_{inv,p}$ (€)	Kosten der Investition, Prozess	c_{inv} (€/t)	Spezifische Kosten der Investition, Prozess
$m_{xin,p}$ (t)	Zuführung Produktionsmenge, Prozess, optimiert	AF_a (dl)	Annuitätenfaktor im Jahr a

Die Sonderabschreibungen beruhen auf dem Buchwert des Anlagenbestands zum Abschreibungszeitpunkt. Der Vektor mit dem spezifischen Buchwert des Anlagenbestands berechnet sich nach den Formeln in (4-13). Das Modell summiert die relevanten Zeiträume der Kostenbilanz auf und dividiert den Ergebnisvektor elementweise durch den nach Alter segmentierten Anlagenbestand (vgl. Tabelle 4-4, Abschnitt 4.2.2).

$$\vec{c}_{bw} = C_{bw,t_i} = \sum_{j=t_i}^{t_i+nd_{\delta}-1} C_{an,t_i,j} - C_{as,t_i,j} \text{ mit } t_i = \{t_p - nd_{\delta} + 1 \dots t_p - 1\} \quad (4-13)$$

$$\vec{c}_{bw} = \vec{C}_{bw} \circ \frac{1}{\vec{m}_p} \text{ mit } \vec{m}_p = m_{p,t_i}$$

\vec{C}_{bw} (€)	Vektor mit dem absoluten Buchwert des Anlagenbestands über die vergangenen Investitionsjahre (t_i)	\vec{c}_{bw} (€/t)	Vektor mit dem spezifischen Buchwert des Anlagenbestands über die vergangenen Investitionsjahre
\vec{m}_p (t)	Vektor der Produktionsmenge des Anlagenbestands über die vergangenen Investitionsjahre	t_i (jz)	Diskreter Zeitpunkt (Jahr) der getätigten Investition
nd_{δ} (a)	Ökonomische Nutzungsdauer	t_p (a)	Aktueller diskreter Zeitpunkt der Simulation (z. B. 2016)
$C_{an,t_i,j}$ (€)	Annuität je vergangenem Investitionsjahr (t_i), je Abschreibungsjahr j	$C_{as,t_i,j}$ (€)	Abschreibung und Sonderabschreibung je vergangenem Investitionsjahr (t_i), je Abschreibungsjahr j

Aufgrund der linearen Abschreibungsmethode nimmt der Buchwert des Anlagenbestands bis zum Ende der ökonomischen Nutzungsdauer linear ab. Der Abgang von Anlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer verursacht keine Kosten. Formel (4-14) beschreibt die Kosten der Bestandentnahme vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer.

$$C_{out,\delta,p} = \sum_{j=1}^{nd_{\delta}} m_{xout,p,j} \cdot c_{bw,j} \quad (4-14)$$

$C_{out,\delta,p}$ (€)	Kosten der Anlagenentnahme vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, Prozess	nd_{δ} (a)	Ökonomische Nutzungsdauer
$m_{xout,p,j}$ (t)	Entnahme der Produktionsmenge je Anlagenalter j, Prozess, optimiert	$c_{bw,j}$ (€/t)	Spezifischer Buchwert je Anlagenalter j

Um sicherzustellen, dass die Optimierung nach vollständiger ökonomischer Abschreibung ältere Anlagen trotzdem zuerst entnimmt, berücksichtigt das Modell bei der Bestandsentnahme einen mit zunehmenden Anlagenalter sinkenden, vernachlässigbar kleinen Kostenvektor. Der Kostenvektor fließt nicht in die Kostenbilanzierung ein.

Neben den Kapitalkosten berücksichtigt das Modul die Betriebskosten von Verfahrensrouten. Die Berechnung der fixen Kosten für Betrieb und Instandhaltung beschreibt Formel (4-15).

$$C_{fBk,p} = m_{x,p} \cdot c_{fBk} \quad (4-15)$$

$C_{fBk,p}$ (€)	Fixe Betriebskosten, Prozess	c_{fBk} (€/t)	Spezifische, fixe Betriebskosten
$m_{x,p}$ (t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert		

Die Energiekosten ergeben sich aus der Multiplikation von Produktionsmenge, spezifischem Energieverbrauch und spezifischen Energiekosten nach Formel (4-16).

$$C_{e,p} = m_{x,p} \cdot \left[e_{st,p} \cdot c_{st} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot c_{bs,j} \right] \quad (4-16)$$

$C_{e,p}$	(€)	Energiekosten, Prozess	$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess
$c_{bs,j}$	(€/MWh)	Spezifische Kosten je Brennstoff j	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
c_{st}	(€/MWh)	Spezifische Stromkosten	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert

Die Emissionskosten ermittelt Formel (4-17) anhand der Multiplikation von spezifischen Emissionen (Klammer), der Produktionsmenge und den spezifischen CO₂-Emissionskosten.

$$C_{em,p} = c_{CO_2} \cdot m_{x,p} \cdot \left[em_{p,p} + e_{st,p} \cdot em_{st} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-17)$$

$C_{em,p}$	(€)	Emissionskosten, Prozess	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
c_{CO_2}	(€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess
$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess
$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe

Die Optimierung des Materialeinsatzes beschränkt sich auf ausgewählte Prozesse. Optimiert das Modul den Materialeinsatz (z. B. Zementproduktion), ergeben sich die Materialkosten je Prozess nach Formel (4-18). Andernfalls gilt Formel (4-19).

$$C_{mat,p} = \sum_{j=1}^{n_{mat,p}} m_{x,mat,p,j} \cdot C_{mat,j} \quad (4-18)$$

$$C_{mat,p} = m_{x,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{mat,p}} m_{sp,mat,p,j} \cdot C_{mat,j} \quad (4-19)$$

$C_{mat,p}$	(€)	Materialkosten, Prozess	$m_{x,mat,p,j}$	(t _{mat})	Masse je Material j, Prozess, optimiert
$C_{mat,j}$	(€/t _{mat})	Spezifische Kosten je Material j	$m_{sp,mat,p,j}$	(t _{mat} /t _p)	Spezifische Masse des Materials j, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses
$n_{mat,p}$	(Stk)	Anzahl der Materialien je Prozess	$m_{x,p}$	(t _p)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert

Formel (4-20) addiert die Kostenarten zu den Gesamtkosten des Prozesses und greift dazu auf die im Abschnitt bereits behandelten Kostenarten zurück.

$$C_p = C_{inv,p} + C_{out,\delta,p} + C_{fBk,p} + C_{e,p} + C_{em,p} + C_{mat,p} \quad (4-20)$$

C_p	(€)	Gesamtkosten, Prozess	$C_{e,p}$	(€)	Energiekosten, Prozess
$C_{fBk,p}$	(€)	Fixe Betriebskosten, Prozess	$C_{em,p}$	(€)	Emissionskosten, Prozess
$C_{out,\delta,p}$	(€)	Kosten der Anlagenentnahme vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, Prozess	$C_{mat,p}$	(€)	Materialkosten, Prozess
$C_{inv,p}$	(€)	Kosten der Investition, Prozess			

Die CO₂-Luftabscheidung des ersten Moduls nutzt die Formeln (4-12), (4-13), (4-14), (4-15), (4-16) und (4-17), um die Kosten investierter und entnommener Anlagen, des fixen Betriebs, des Energieeigenverbrauchs sowie der daraus resultierenden Emissionen zu berechnen. Dafür ersetzt sie die prozess- durch die luftabscheidungsspeziellen Variablen und Parameter.

Die Kostenarten der CO₂-Luftabscheidung ergänzen sich um die negativen Emissionskosten (segregierte Emissionen aus der Luftabscheidung, (4-21)) sowie die CO₂-Speicherkosten in (4-22).

$$C_{em,LA,cc} = -c_{CO_2} \cdot u_{x,LA} \quad (4-21)$$

$$C_{LA,sr} = c_{CO_2,sr} \cdot u_{x,LA} \quad (4-22)$$

$C_{em,LA,cc}$ (€)	Negative Emissionskosten, CO ₂ -Luftabscheidung	$c_{CO_2,sr}$ (€/tCO ₂)	Spezifische Kosten für CO ₂ -Speicherung
$C_{LA,sr}$ (€)	Kosten für CO ₂ -Speicherung, CO ₂ -Luftabscheidung	c_{CO_2} (€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten
$u_{x,LA}$ (tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert		

Da Anlagen annahmegemäß bevorzugt direkt bei den Abnehmern (Speicherstätten oder Nutzer) platziert würden, entfallen die Transportkosten für das CO₂ bei der CO₂-Luftabscheidung. Formel (4-23) fasst die Kostenarten der CO₂-Luftabscheidung zusammen.

$$C_{LA} = C_{inv,LA} + C_{out,\delta,LA} + C_{fBk,LA} + C_{e,LA} + C_{em,LA} + C_{LA,sr} + C_{em,LA,cc} \quad (4-23)$$

C_{LA} (€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung	$C_{out,\delta,LA}$ (€)	Kosten der Anlagenentnahme vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, CO ₂ -Luftabscheidung
$C_{inv,LA}$ (€)	Kosten der Investition, CO ₂ -Luftabscheidung	$C_{em,LA}$ (€)	Emissionskosten, Energieeigenverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
$C_{fBk,LA}$ (€)	Fixe Betriebskosten, CO ₂ -Luftabscheidung	$C_{em,LA,cc}$ (€)	Negative Emissionskosten, CO ₂ -Luftabscheidung
$C_{e,LA}$ (€)	Energiekosten, CO ₂ -Luftabscheidung	$C_{LA,sr}$ (€)	Kosten für CO ₂ -Speicherung, CO ₂ -Luftabscheidung

Darüber hinaus beinhaltet die Zielfunktion des ersten Moduls die Kosten generischer Optimierungsvariablen. Sie werden zur Lösung des Optimierungsproblems genutzt, falls es durch die Kombination von Restriktionen zur Nicht-Lösbarkeit kommen würde. Diese Alternativoptionen sind sehr teuer und werden von Validierungsfunktionen des Modells kontinuierlich überwacht. Formel (4-24) kombiniert die Kostenarten der generischen Optimierungsvariablen.

$$C_{gen} = u_{x,em,cc} \cdot c_{em,cc} + u_{x,CO_2,sr,EU} \cdot c_{CO_2,sr,EU} + c_{bs,v} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} u_{x,bs,j} \quad (4-24)$$

C_{gen} (€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs	$u_{x,CO_2,sr,EU}$ (tCO ₂)	Umsetzungsparameter, CO ₂ -Speicherung, außerhalb Deutschlands in der EU, optimiert
n_{bs} (Stk)	Anzahl Brennstoffe	$c_{CO_2,sr,EU}$ (€/tCO ₂)	Spezifische Kosten, CO ₂ -Export und Speicherung in der EU, sehr teure Option
$c_{em,cc}$ (€/tCO ₂)	Spezifische Kosten zusätzlicher CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, generische Verminderung der CO ₂ -Emissionen, optimiert	$u_{x,bs,j}$ (MWh)	Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Verbrauchs je Brennstoff j, optimiert
$c_{bs,v}$ (€/MWh)	Spezifische Kosten zur generischen Verminderung des brennstoffscharfen Verbrauchs, sehr teure Option	$u_{x,em,cc}$ (tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische zusätzliche CO ₂ -Abscheidung, optimiert

Ebenfalls fließen die vom ersten Modul beeinflussten Kosten der weiteren Module in die Kostenfunktion ein. Dafür greift das erste auf die Kostenfunktionen der weiteren Module zu (vgl. Tabelle 10-71 im Anhang). Bspw. beeinflusst die Optimierung der Verfahrensrouten die Investitionen in Thermoprozessanlagen und Brenner des dritten Moduls. Die Umsetzungsparameter der anderen Module sind dabei jeweils konstant.

Die Zielfunktion des ersten Moduls minimiert die Gesamtkosten in Formel (4-25).

$$\min C_{m_1} = C_{pg} + C_{LA} + C_{gen} + C_{wm} \quad (4-25)$$

C_{m_1} (€)	Zu minimierende Gesamtkosten des ersten Moduls	C_{wm} (€)	Durch optimiertes Modul veränderte Kosten weiterer Module
C_{pg} (€)	Gesamtkosten, Prozesse gesamt	C_{gen} (€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs
C_{LA} (€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung		

4.3.1.2 Emissions- und Energierestriktion

Tabelle 4-8 fasst die Formeln der Emissions- und Energierestriktion je Modulkomponente zusammen und gibt einen Überblick über die optimierten (x) und konstanten (o) Umsetzungsparameter im Modul.

Tabelle 4-8: Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, erstes Modul

Modellkomponente	UP ^{1,2}	CO ₂ : pos. (+; Steigerung) / neg. (-; Senkung) / divers (-) & Formeln	Bs ⁴ : (+) / (-) / (-), & Formeln	
Prozesse inkl. TPA ³	x	+	(4-26) + (4-37)	
Prozessunspezifische Instanzen inkl. TPA	o	+	(4-27) + (4-38)	
CO ₂ -Prozessabscheidung	o	Abscheidung	- (4-28)	
		Energieeigenverbrauch	+	(4-32) + (4-31) & in (4-40)
		Abscheidung, EV ⁵ -Emissionen	-	(4-33)
CO ₂ -Luftabscheidung	x	Energieeigenverbrauch	+	(4-34) + (4-39)
		Abscheidung	-	in (4-35)
CO ₂ - bzw. Brennstoffminderung generisch	x	-	in (4-35) - in (4-40)	
Gesamtgleichung und Restriktion			(4-35) (4-40)	

¹UP: Umsetzungsparameter, im Modul optimiert; ²x: Trifft zu; o: Trifft nicht zu; ³TPA: Thermoprozessanlage; ⁴Brennstoffe; ⁵Eigenverbrauch

Um in Modul 1 das vorgegebene Klimaschutzambitionsniveau einzuhalten, werden zunächst die anfallenden Emissionen je Modulkomponente berechnet. Den energie- und prozessbedingten CO₂-Ausstoß je Prozess ermittelt Formel (4-26).

$$M_{CO_2,p} = m_{x,p} \cdot \left(em_{p,p} + e_{st,p} \cdot em_{st} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,e,j} \right) \quad (4-26)$$

$M_{CO_2,p}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, Prozess	$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess
$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe			

Die CO₂-Emissionen der prozessunspezifischen Instanzen ergeben sich nach Formel (4-27).

$$M_{CO_2,u} = BWS_u \cdot \left(em_{p,u} + e_{st,u} \cdot em_{st} + e_{bs,u} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,u,j} \cdot em_{bs,e,j} \right) \quad (4-27)$$

$M_{CO_2,u}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, prozessunspezifisch	$e_{st,u}$	(MWh/€)	Spezifischer Stromverbrauch, prozessunspezifisch
BWS_u	(€)	Bruttowertschöpfung, prozessunspezifisch	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
$pt_{bs,u,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch	$e_{bs,u}$	(MWh/€)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$em_{p,u}$	(tCO ₂ /€)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, prozessunspezifisch			

Die Formeln (4-26) und (4-27) unterscheiden sich lediglich in ihren Eingangsdaten, nicht aber in ihrer mathematischen Funktionalität. Die weiteren Module verzichten deshalb auf die Unterscheidung, weisen jedoch auf die differierenden Parameter hin.

Formel (4-28) ermittelt die durch die CO₂-Prozessabscheidung segregierten Emissionen. Damit vermindert die Formel bilanziell die von den Prozessen nach Formel (4-26) ausgestoßenen Emissionen. Formel (4-28) nimmt nur dann Emissionen auf, wenn sie langfristig gespeichert werden. Die prozessbedingten Emissionen werden immer, die verbrennungsbedingten Emissionen in Abhängigkeit des Brennstoffs gespeichert (pt_{stor}). Durch die Kombination von Biomasse und CO₂-Abscheidung entstehen bilanziell negative Emissionen. Die CO₂-Abscheidung ist durch die Abscheiderate beschränkt. Ist der Prozess nur teilweise mit CO₂-Abscheidungsanlagen ausgestattet, begrenzt pt_{cc} die Menge des abgeschiedenen CO₂.

$$M_{CO_2,cc} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot m_{x,p} \cdot \left(em_{p,p} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,d,j} \cdot pt_{stor,j} \right) \quad (4-28)$$

$M_{CO_2,cc}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozess	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess
$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt	ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung
$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess	$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess
$pt_{stor,j}$	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung je Brennstoff j	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe

Den Energieeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung sowie die daraus resultierenden CO₂-Emissionen berechnen die Formeln (4-29), (4-30), (4-31) und (4-32). Ausschlaggebend für die spezifischen Parameter der CO₂-Abscheidungsanlage ist die abgeschiedene CO₂-Menge je Prozess (Parameterbezug).

$$M_{CO_2,cc,a} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot m_{x,p} \cdot \left(em_{p,p} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,d,j} \right) \quad (4-29)$$

$$E_{st,cc} = M_{CO_2,cc,a} \cdot e_{st,cc} \quad (4-30)$$

$$\vec{E}_{bs,cc} = M_{CO_2,cc,a} \cdot e_{bs,cc} \cdot \vec{pt}_{bs,cc} \quad (4-31)$$

$$M_{CO_2,cc,eig} = E_{st,cc} \cdot em_{st} + \sum_{j=1}^{n_{bs}} E_{bs,cc,j} \cdot em_{bs,e,j} \quad (4-32)$$

$M_{CO_2,cc,eig}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidung	$\vec{E}_{bs,cc}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch (j), CO ₂ -Prozessabscheidung
$E_{st,cc}$	(MWh)	Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	$e_{st,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$\vec{pt}_{bs,cc}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung, CO ₂ -Prozessabscheidung	$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt
$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess	ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung
$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess
$M_{CO_2,cc,a}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Prozess	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe			

Das Modell führt die CO₂-Emissionen des Brennstoffeigenverbrauchs in die CO₂-Abscheidungsanlage zurück. Formel (4-33) ermittelt die abgeschiedenen CO₂-Emissionen des Eigenverbrauchs.

$$M_{CO_2,cc,eig,cc} = ar_{cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} E_{bs,cc,j} \cdot em_{bs,d,j} \cdot pt_{stor,j} \quad (4-33)$$

$M_{CO_2,cc,eig,cc}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidung	$E_{bs,cc,j}$	(MWh)	Verbrauch je Brennstoff j, CO ₂ -Prozessabscheidung
$pt_{stor,j}$	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung je Brennstoff j	$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe

Obwohl die CO₂-Emissionen der Abscheidungsanlagen selbst wiederum von den abgeschiedenen Emissionen abhängen, nimmt das Modell keine erneute Abscheidung vor. Um den Kreislauf zu brechen, ist der Vorgang modellseitig demgemäß auf eine Iteration beschränkt.

Aus dem Energieverbrauch der CO₂-Luftabscheidung resultieren energiebedingte Emissionen. Etwaige prozessbedingte Emissionen z. B. der CO₂-Lösemittel vernachlässigt das Modell. Die energiebedingten Emissionen der CO₂-Luftabscheidung ergeben sich nach Formel (4-34).

$$M_{CO_2,LA} = u_{x,LA} \cdot \left(e_{st,LA} \cdot em_{st} + e_{bs,LA} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,LA,j} \cdot em_{bs,e,j} \right) \quad (4-34)$$

$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung	$e_{st,LA}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
$u_{x,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert	$e_{bs,LA}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
$pt_{bs,LA,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen

Die erste Zeile in Formel (4-35) berechnet die Gesamtemissionen des Moduls. Die Gesamtemissionen werden zur Einhaltung des vorgegebenen Klimaschutzniveaus herangezogen. Einige Komponenten (linke Klammer, +) erhöhen die Emissionen, andere verringern sie (rechte Klammer, -).

$$M_{CO_2,m_1} = [M_{CO_2,p_g} + M_{CO_2,u_g} + M_{CO_2,cceig_g} + M_{CO_2,LA}] - [M_{CO_2,cc_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} + u_{x,em,cc}] \quad (4-35)$$

$$M_{CO_2,m_1} \leq M_{CO_2,r}$$

M_{CO_2,m_1}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Industrie, Modul 1	$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung
$M_{CO_2,r}$	(tCO ₂)	Jahresspezifische Emissionsrestriktion, Industrie (z. B. max. 120 MtCO ₂ pro Jahr)	M_{CO_2,cc_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozesse, gesamt
$M_{CO_2,cceig_g}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	M_{CO_2,p_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, Prozesse, gesamt
$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, optimiert
M_{CO_2,u_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, prozessunspezifisch, gesamt	$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie

Nach dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) dürfen derzeit maximal 4 MtCO₂ pro Jahr in Deutschland gespeichert werden [148]. Formel (4-36) bildet die exogene Restriktion ab. Daneben berücksichtigt die Ungleichung eine sehr teure Lösungsoption ($u_{x,CO_2,sr,EU}$), welche den potenziellen Export und die Speicherung von CO₂ außerhalb Deutschlands, aber innerhalb der EU reflektiert.

$$M_{CO_2,cc_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} \leq M_{CO_2,smax} + u_{x,CO_2,sr,EU} \quad (4-36)$$

M_{CO_2,cc_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozesse, gesamt	$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie	$u_{x,CO_2,sr,EU}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, CO ₂ -Speicherung, außerhalb Deutschlands in der EU, sehr teure Option, optimiert
$M_{CO_2,smax}$	(tCO ₂)	Maximale CO ₂ -Speicherung in Deutschland			

Um die vorgegebenen Energierestriktionen einzuhalten, berechnet das Modul den Energieverbrauch je Modellkomponente. Bisher sind lediglich Restriktionen hinsichtlich des Brennstoffverbrauchs hinterlegt. Typischerweise umfassen Szenarien Restriktionen hinsichtlich des Einsatzes von Biomasse und der Verwendung synthetischer Brennstoffe. Den brennstoffscharfen Verbrauch je Prozess bestimmt (4-37).

$$\vec{E}_{bs,p} = E_{bs,p,b} = m_{x,p} \cdot e_{bs,p} \cdot pt_{bs,p,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-37)$$

$\vec{E}_{bs,p}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozess	$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert
$pt_{bs,p,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, Prozess	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis n			

Den brennstoffscharfen Verbrauch je prozessunspezifischer Instanz ermittelt Formel (4-38). Ebenso wie bei der Emissionsrestriktion unterscheiden sich (4-37) und (4-38) nur in ihren Eingangsdaten, nicht aber in ihrer mathematischen Funktionalität. Die weiteren Module verzichten deshalb auf die Unterscheidung.

$$\vec{E}_{bs,u} = E_{bs,u,b} = BWS_u \cdot e_{bs,u} \cdot pt_{bs,u,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-38)$$

$\vec{E}_{bs,u}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch	bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n
$pt_{bs,u,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch	$e_{bs,u}$	(MWh/€)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch
BWS_u	(€)	Bruttowertschöpfung, prozessunspezifisch			

Den Brennstoffverbrauch der CO₂-Luftabscheidung bestimmt Formel (4-39). Die Formel multipliziert die aus der Umgebungsluft abgeschiedenen CO₂-Emissionen mit dem spezifischen Brennstoffverbrauch und der Brennstoffaufteilung. Den Brennstoffverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung berechnet hingegen Formel (4-31).

$$\vec{E}_{bs,LA} = E_{bs,LA,b} = m_{x,CO_2,LA} \cdot e_{bs,LA} \cdot pt_{bs,LA,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-39)$$

$\vec{E}_{bs,LA}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung	$e_{bs,LA}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
$m_{x,CO_2,LA}$	(tCO ₂)	Masse abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert	$pt_{bs,LA,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n			

Um den restriktionsrelevanten Brennstoffverbrauch des ersten Moduls abzuleiten, addiert Zeile 1 in Formel (4-40) die Modellkomponenten. Um das Optimierungsproblem auch bei Restriktionsverletzung lösen zu können, gestattet eine sehr teure, generische Brennstoffoption die Senkung des Brennstoffverbrauchs. Der Brennstoffverbrauch wird der Brennstoffrestriktion gegenübergestellt und fließt als Ungleichung in das Optimierungsproblem des ersten Moduls ein (Zeile 2, (4-40)).

$$\vec{E}_{bs,m_1} = \vec{E}_{bs,p_g} + \vec{E}_{bs,u_g} + \vec{E}_{bs,cc_g} + \vec{E}_{bs,LA} - \vec{u}_{x,bs} \quad (4-40)$$

$$\vec{E}_{bs,m_1} \leq \vec{E}_{r,bs}$$

\vec{E}_{bs,m_1}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Modul 1 (z. B. 80 TWh Biomasse)	$\vec{E}_{r,bs}$	(MWh)	Vektor mit brennstoffscharfer Restriktion (z. B. max. 120 TWh Biomasse)
\vec{E}_{bs,u_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, prozessunspezifische Instanzen, gesamt	\vec{E}_{bs,cc_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
$\vec{u}_{x,bs}$	(MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Brennstoffverbrauchs, sehr teure Option, optimiert	$\vec{E}_{bs,LA}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
\vec{E}_{bs,p_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozesse, gesamt			

4.3.1.3 Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls

Die modellierte Funktionsweise und die Nebenbedingungen bestimmen und beschränken das grundsätzliche Verhalten der Hauptkomponenten des Moduls.

Der nach Alter segmentierte Anlagenbestand je Modellkomponente dient als Grundlage, um die industrielle Diffusion anzuzeigen. Prozesse verwenden die Produktionsmenge zur Abbildung des Anlagenbestands. Den Anlagenbestand des Vorjahres nutzend, optimiert das erste Modul den Anlagenaustausch nach Formel (4-41). Die Kontinuitätsgleichung addiert die zugeführten und subtrahiert die entnommenen Anlagen vom Anlagenbestand des Vorjahres. Die Änderung des gesamten Anlagenbestands ergibt sich folglich aus der Differenz von Zuführung und Entnahme. Neben dem ggf. reinvestierten Anlagenbestand umfasst die Zuführung auch Neuinvestitionen. Neuinvestitionen ergeben sich durch die Verschiebung

zwischen Verfahrensrouten gleichen Hauptprodukts (z. B. Stahl) und die veränderte Wirtschaftsleistung (homogenes Produkt). Die Veränderung des homogenen Produkts wird einerseits durch Verbraucher außerhalb (exogen, fixer Anteil), andererseits durch Verbraucher innerhalb (endogen, variabler Anteil) des Modellbilanzraum bestimmt. Die Anlagen mit Anlagenalter 1 am Ende des aktuellen Jahres ergeben sich aus dem Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer des Vorjahres ($m_{p,t-1,nd_t}$), abzüglich der Anlagenentnahme im aktuellen Jahr aus dem Anlagenbestand am Ende der Nutzungsdauer des Vorjahres (m_{xout,p,t,nd_t}) zuzüglich der Neuinvestition ($m_{xin,p,t}$) des aktuellen Jahres (vgl. Formel (4-41)). Die Zustellung von Gebrauchtanlagen klammert das Modell aus. Dementsprechend ergibt sich der Anlagenbestand verbleibender Alterssegmente anhand des vorjährigen Anlagenbestands abzüglich der Entnahme je Segment. Zudem altern die verbleibenden Segmente um ein Jahr.

$$m_{x,p,t,z} = \begin{cases} m_{p,t-1,nd_t} - m_{xout,p,t,nd_t} + m_{xin,p,t} & \text{für } z = 1 \\ m_{p,t-1,z-1} - m_{xout,p,t,z-1} & \text{für } 1 < z \leq nd_t \end{cases} \quad (4-41)$$

$m_{x,p,t,z}$	(t)	Produktionsmenge mit Anlagenalter z, Prozess, optimiert, Zeitschritt t	$m_{xout,p,t}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Prozess, optimiert, Zeitschritt t
$m_{xin,p,t}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge, Prozess, optimiert, Zeitschritt t	nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer
z	-	Index, Anlagenalter 1 bis technische Nutzungsdauer nd_t	$m_{p,t-1}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, Vorjahr (t-1)

Das Modul optimiert Produktionsprozesse anhand des nach Anlagenalter segmentierten Anlagenbestand. Nicht jede Modulformel benötigt jedoch den segmentierten Anlagenbestand (Vektor). Formel (4-42) aggregiert den Bestand deshalb zur skalaren Produktionsmenge je Prozess.

$$m_{x,p} = \sum_{j=1}^{nd_t} m_{x,p,j} \quad (4-42)$$

$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, (indirekt) optimiert, zusammengefasst	nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer
$m_{x,p,j}$	(t)	Produktionsmenge je Anlagenalter j, Prozess, optimiert			

Der variable Anteil des homogenen Produkts bestimmt sich durch Verbraucher innerhalb des Modellbilanzraums (endogen). Endogen ungekoppelte, homogene Produktionsgüter (z. B. Milch) weisen einen variablen Anteil von Null auf. Beliebige viele Vor- und Folgeprozesse können über das homogene Produkt gekoppelt werden. Beispielsweise beziehen mehr als fünf Prozesse Branntkalk als Eingangsmaterial.

Zunächst berechnet das Modell zu Beginn der industriellen Transformation Startwerte für den fixen und variablen Anteil des homogenen Produkts anhand des letzten Basisjahrs (Formel (4-43)). Übersteigt die Produktion des Materials ($m_{mat,pd}$) die Nachfrage ($m_{mat,ed}$) im Bilanzraum, wird das Material exportiert. In diesem Fall entspricht der variable Anteil des homogenen Produkts der Nachfrage nach Edukten (teilweise gesteuert, Zeile 1, Formel (4-43)). Der fixe Anteil setzt sich aus der Produktion des Materials abzüglich der Nachfrage nach dem Edukt zusammen (Zeile 3). Beispielsweise produziert die Luftzerlegung im Modell mehr Sauerstoff, als die Folgeprozesse beziehen. Unterschreitet die produzierte Menge des Materials die Nachfrage im Bilanzraum, importiert das Modell das Material. Folglich entspricht die Produktion des Materials im Bilanzraum dem variablen Anteil des homogenen Produkts (vollständig gesteuert, Zeile 2). Der fixe Anteil ist hingegen Null (Zeile 4).

$$m_{hp,v} = \begin{cases} m_{mat,ed} & \text{für } m_{mat,pd} - m_{mat,ed} > 0 \\ m_{mat,pd} & \text{für } m_{mat,pd} - m_{mat,ed} \leq 0 \end{cases} \quad (4-43)$$

$$m_{hp,f} = \begin{cases} m_{mat,pd} - m_{mat,ed} & \text{für } m_{mat,pd} - m_{mat,ed} > 0 \\ 0 & \text{für } m_{mat,pd} - m_{mat,ed} \leq 0 \end{cases}$$

$m_{hp,f}$	(t)	Fixer Anteil des homogenen Produkts, exogen vorgegeben	$m_{hp,v}$	(t)	Variabler Anteil des homogenen Produkts, durch die Edukte anderer Prozesse bestimmt
$m_{mat,ed}$	(t)	Masse des Materials, Edukt	$m_{mat,pd}$	(t)	Masse des Materials, Produkt

Um die Prozesse auf diese Weise koppeln zu können, berechnet das Modell zu Beginn der Simulationen das Verhältnis zwischen produzierter Menge des homogenen Produkts (z. B. Kalk) und der Nutzung als Edukt bei anderen Prozessen im Bilanzraum (z. B. Hochofenstahl, Sekundärstahl, Hohlglas). Es bedient sich der Formeln in (4-44).

$$\begin{aligned}
 m_{mat,pd} &= \sum_{j=1}^{n_{vr,pd}} m_{mat,j} \\
 m_{mat,ed} &= \sum_{j=1}^{n_{vr,ed}} m_{mat,j} \\
 ft_{mat} &= \begin{cases} 1 & \text{für } \frac{m_{mat,pd}}{m_{mat,ed}} \geq 1 \\ \frac{m_{mat,pd}}{m_{mat,ed}} & \text{für } 0 \leq \frac{m_{mat,pd}}{m_{mat,ed}} < 1 \end{cases}
 \end{aligned} \tag{4-44}$$

$m_{mat,pd}$	(t)	Masse des Materials, Produkt	$m_{mat,ed}$	(t)	Masse des Materials, Edukt
ft_{mat}	(dl)	Materialfaktor, zwischen 0 und 1, gibt das Verhältnis zwischen Edukten und Produkten im Bilanzraum an	$n_{vr,pd}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten mit Produktion des Materials
$m_{mat,j}$	(t)	Masse je Material j	$n_{vr,ed}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten mit Nutzung des Materials als Edukt

Ist der Faktor ft_{mat} kleiner 1, impliziert das Modell den Import zusätzlicher Mengen des Materials in den Modellbilanzraum. Ist der Faktor gleich 1 ist die Nachfrage nach dem Material im Bilanzraum vollständig durch die Produktion des Materials im Bilanzraum gedeckt. Ein Faktor größer 1 impliziert eine über die Nachfrage hinausgehende Produktion im Bilanzraum und damit den Export des Produktionsguts. Der Export entspricht dem fixen Anteil des homogenen Produkts. Der fixe Anteil des homogenen Produkts wird zu Beginn der Simulationen nach Formel (4-4) anhand der originären Entwicklung des homogenen Produkts fortgeschrieben. Das Verhältnis zwischen gekoppelten Pro- und Edukten (ft) bleibt im Transformationspfad des Moduls konstant.

Um Nichtlinearitäten zu vermeiden und auch anderen Modellfunktionalitäten vorab Zugriff auf die sich verändernde Wirtschaftsleistung zu gewähren, schätzt das Modul zu Beginn jedes Optimierungsjahres den variablen Anteil des homogenen Produktionsguts anhand des Vorjahres initial ab (vgl. Formeln (4-45)).

$$\begin{aligned}
 \vec{m}_{p,sw,t} &= m_{hp,ex,t} \cdot \vec{p}t_{vr,hp,t-1} \\
 m_{mat} &= \sum_{j=1}^{n_{vr,ed}} m_{p,sw,j} \cdot m_{sp,mat,p,j} \\
 m_{hp,v,sw} &= m_{mat} \cdot ft_{mat} \\
 m_{hp,sw} &= m_{hp,v,sw} + m_{hp,f}
 \end{aligned} \tag{4-45}$$

$\vec{m}_{p,sw,t}$	(t_p)	Vektor mit Produktionsmenge je Verfahrensroute, Startwert, mit $m_{p,sw,j}$ Element des Vektors, Zeitschritt t	$m_{hp,ex,t}$	(t_p)	Exogene Entwicklung des homogenen Produkts, Zeitschritt t
$\vec{p}t_{vr,hp,t-1}$	(dl)	Anteile je Verfahrensroute am homogenen Produkt, Vorjahr (t-1)	$m_{hp,f}$	(t)	Fixer Anteil des homogenen Produkts, exogen vorgegeben
$n_{vr,ed}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten mit Nutzung des Materials als Edukt	$m_{sp,mat,p}$	(t_{mat}/t_p)	Spezifischer Materialeinsatz, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses
$m_{hp,v,sw}$	(t)	Variabler Anteil des homogenen Produkts, Startwert	$m_{hp,sw}$	(t)	Homogenes Produkt, Startwert
ft_{mat}	(dl)	Materialfaktor, zwischen 0 und 1, gibt das Verhältnis zwischen Edukten und Produkten im Bilanzraum an	m_{mat}	($t_{mat} = t$)	Masse je Material

Hierzu berechnet Smlnd zunächst die Differenz des homogenen Produkts mittels Formel (4-3). Die originäre Entwicklung des homogenen Produkts entstammt den aufbereiteten exogenen Datensätzen des Datenmodells (z. B. [149]). Anschließend teilt Smlnd das vorab geschätzte homogene Produkt anhand der

Produktionsanteile des Vorjahres auf die jeweiligen individuellen Verfahrensrouten auf. Die Produktionsmengen wiederum dienen zur Vorberechnung der jeweiligen Materialverbräuche je Prozess. Dafür ist zunächst eine bestimmende Richtung der gekoppelten Wertschöpfungsketten festzulegen. Das Modul geht davon aus, dass die Folgeprozesse die Vorprozesse und nicht umgekehrt steuern. Beispielsweise bestimmen u. a. die Stahl- und die Glasproduktion den variablen Anteil des homogenen Produkts „Branntkalk“. Ausgehend von den Edukten der Folgeprozesse berechnet das Modul durch die Multiplikation der Materialanteile des Vorjahres mit der Produktionsmenge den variablen Anteil des homogenen Produkts. Durch die Addition von fixem und variablem Anteil ergibt sich nach den Formeln in (4-45) der Startwert des homogenen Produkts. Bei Prozessen ohne Materialkopplung ist das homogene Produkt im gesamten Simulationszeitraum exogen vorgegeben.

Das homogene Produkt wiederum dient in der Optimierung als Zielgröße für die einzelnen Verfahrensrouten. Formel (4-46) gibt vor, dass die Produktion der einzelnen Verfahrensrouten in Summe dem homogenen Produkt entsprechen muss. Darüber hinaus werden die Entnahme und die Zuführung von Mengen des homogenen Produkts aufgrund der veränderten Produktionsmenge anderer Prozesse im Vergleich zum Startwert berücksichtigt.

$$\sum_{j=1}^{n_{vr_{hp}}} m_{x, vr, j} = m_{hp} + m_{xin, hp} - m_{xout, hp} \quad (4-46)$$

$m_{x, vr, j}$	(t)	Produktionsmenge je Verfahrensroute j, optimiert	$n_{vr_{hp}}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten je homogenem Produkt (Material)
$m_{xout, hp}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert	$m_{xin, hp}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert
m_{hp}	(t)	Produktionsmenge des homogenen Produkts			

Die in der Optimierung produzierten Materialien (z. B. Kalk), welche von anderen Prozessen als Edukt verwendet werden (z. B. Hohlglasherstellung), berechnet Formel (4-47).

$$m_{x, cb} = m_{x, p} \cdot m_{sp, mat, p} \quad (4-47)$$

$m_{x, cb}$	(t_{mat})	Kombination der Produktionsmengen anhand des Materials, optimiert	$m_{sp, mat, p}$	(t_{mat}/t_p)	Spezifischer Materialeinsatz, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses
$m_{x, p}$	(t_p)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert			

Formel (4-48) legt außerdem fest, dass die Summe eines Materials über alle Verfahrensrouten multipliziert mit dem Materialfaktor gleich dem Startwert des variablen Anteils des homogenen Produkts zuzüglich der Veränderungen materialbeziehender Prozesse sein muss. Der Materialfaktor reflektiert das Verhältnis zwischen produzierten Produkten und verwendeten Edukten im Bilanzraum. Die Veränderungen der materialbeziehenden Prozesse decken die Entnahme ($m_{xout, hp}$) bzw. Zuführungsvariablen ($m_{xin, hp}$) ab.

$$\sum_{j=1}^{n_{vr_{ed}}} m_{x, cb, j} \cdot ft_{mat} = m_{hp, v} + m_{xin, hp} - m_{xout, hp} \quad (4-48)$$

$m_{x, cb, j}$	(t)	Kombination der Produktionsmengen anhand des Materials je Verfahrensroute j, optimiert	$m_{hp, v}$	(t)	Variabler Anteil des homogenen Produkts, durch die Edukte anderer Prozesse bestimmt
$m_{xin, hp}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert	$m_{xout, hp}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert
$n_{vr_{ed}}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten mit Nutzung des Materials als Edukt	ft_{mat}	(dl)	Materialfaktor, zwischen 0 und 1, gibt das Verhältnis zwischen Edukten und Produkten im Bilanzraum an

Zuführung und Entnahme des homogenen Produkts (z. B. Klinker), welche die im Vergleich zum Startwert veränderte Produktionstätigkeit produktbeziehender Prozesse (z. B. Klinker als Edukt im Zement)

reflektieren, teilen die Formeln (4-49) und (4-50) auf die Verfahrensrouten auf (z. B. konventionelle und elektrische Klinkerproduktion). Das Modul entscheidet anhand der Kosten frei, welche Verfahrensrouten die Summe aus fixem (außerhalb des Modellbilanzraums) und variablem Anteil (innerhalb des Modellbilanzraums, z. B. Zementproduktion) der zusätzlichen Klinkernachfrage deckt.

$$\sum_{j=1}^{n_{vr_{hp}}} m_{x,zin,j} = m_{xin,hp} \quad (4-49)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{vr_{hp}}} m_{x,zout,j} = m_{xout,hp} \quad (4-50)$$

$m_{x,zin,j}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten j, welche die zusätzliche Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert	$m_{x,zout,j}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten j, welche die geringere Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert
$m_{xin,hp}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert	$m_{xout,hp}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten, optimiert
$n_{vr_{hp}}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten je homogenem Produkt (Material)			

Die veränderte Produktionsmenge addieren die Formeln (4-51) und (4-52) schließlich zu den originären Zuführungs- ($m_{xin,p,t,v}$) und Entnahmevariablen ($m_{xout,p,v}$) je Verfahrensrouten (vgl. Formel (4-41)).

$$m_{xin,p,n} = m_{xin,p,v} + m_{x,zin} \quad (4-51)$$

$$m_{xout,p,n} = m_{xout,p,v} + m_{x,zout} \quad (4-52)$$

$m_{xin,p}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge, Prozess, optimiert, (n) nachher, (v) vorher	$m_{xout,p}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Prozess, optimiert, (n) nachher, (v) vorher
$m_{x,zin}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die zusätzliche Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert	$m_{x,zout}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die geringere Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert

Neben der modulspeziellen Funktionsweise der Hauptkomponenten schränken Nebenbedingungen den Lösungsraum des Optimierungsproblems weiter ein.

Die Formeln (4-53) und (4-54) bedienen sich minimaler und maximaler Anteile am homogenen Produkt, um einzelne Verfahrensrouten in ihrer Produktion zu begrenzen. Beispielsweise erfordert die Papierproduktion mittels Papiermaschine Halbstoffe bestimmter Zusammensetzung und Qualität. Die Anforderung schränkt die Vorprozesse Altpapierstoff-, Holzstoff-, Zellstoff- und Grasstoff in ihrer Produktionstätigkeit ein. Um die nachgefragte Qualität und Zusammensetzung der Halbstoffe zu erreichen, bewegt sich ihr minimaler und maximaler Anteil demgemäß in exogen vorgegebenen Grenzen.

$$m_{x,p} \geq m_{hp} \cdot pt_{r,p,hp,min} \quad (4-53)$$

$$m_{x,p} \leq m_{hp} \cdot pt_{r,p,hp,max} \quad (4-54)$$

$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert	$pt_{r,p,hp}$	(dl)	Minimaler bzw. maximaler Anteil je Verfahrensrouten am homogenen Produkt
m_{hp}	(t)	Produktionsmenge des homogenen Produkts			

Die Funktionsweise einiger innovativer Prozesse ist zwar bereits bekannt und im Labormaßstab erprobt, ihre technologische Reife für eine breite Marktdurchdringung aber noch nicht ausreichend. Bspw. ist ein Markthochlauf der H₂-Stahlherstellung aus technischer Sicht nicht vor 2025 zu erwarten [32]. Formel (4-55) schließt den Markthochlauf innovativer Technologien vor deren technologischer Reife aus.

$$m_{x,p,t} = 0 \text{ für } t_p < t_{tvfg} \quad (4-55)$$

$m_{x,p,t}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert, Zeitschritt t	t_p	(a)	Aktueller diskreter Zeitpunkt der Simulation
t_{tvfg}	(a)	Diskreter Zeitpunkt der technischen Verfügbarkeit (z. B. Jahr 2030)			

Bis zu diesem Punkt verändert das Modul den nach Alter segmentierten Anlagenbestand allein auf Kostenbasis. In Abhängigkeit übergeordnet bindender Restriktionen wie der vorgegebenen Emissionsziele und der Kosten würde das Modul auch Anlagensegmente vor dem Ende ihrer technischen und ökonomischen Nutzungsdauer entnehmen sowie realitätsferne, kurzfristige und häufige Wechsel in der industriellen Produktion vornehmen. Neben den teils hohen Kosten²¹ begrenzen jedoch weitere realitätsnahe Rahmenbedingung den schnellen Hochlauf alternativer Verfahrensrouten. Die kurzfristige Verfügbarkeit spezieller Produktionsanlagen, ausreichende und spezialisierte Handwerksleistungen sowie hinreichend geschultes Personal bei veränderten Arbeitsanforderung limitieren die zügige Transformation [39], [150], [151].

Die Begrenzung der industriellen Transformation auf natürliche Reinvestition, welche im Regelfall gilt, fördert die Realitätsnähe des Moduls. Natürliche Reinvestitionszyklen beschränken sich auf die Entnahme von Anlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer und damit auf das letzte Alterssegment des Vorjahresbestands. Jedoch verhindern höher eingestufte Restriktionen wie die zu erfüllende vorgegebene Wirtschaftsleistung (homogenes Produkt, z. B. Stahl) die stete Einhaltung natürlicher Reinvestitionszyklen. Neben der Veränderung des homogenen Produkts im Vergleich zum Vorjahr ist überdies den minimalen und maximalen Anteilen je Verfahrensrouten am homogenen Produkt nachzukommen. Mindestens sind jedoch die Anlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer zu ersetzen. Die Formeln (4-56), (4-57), (4-58), (4-59) und (4-60) beschreiben die mathematische Umsetzung der einzuschränkenden Anlagenentnahme vor dem Ende der technischen Nutzungsdauer je homogenem Produkt.

$$m_{r,min,hp,t} = -m_{hp,df,t} + \sum_{j=1}^{n_{vrhp}} \max[m_{min,p,t,j} - (m_{p,t-1,j} - m_{p,t-1,nd_t,j}), 0] \quad (4-56)$$

$$m_{r,max,hp,t} = \sum_{j=1}^{n_{vrhp}} m_{p,t-1,nd_t,j} + \max[-m_{max,p,t,j} + (m_{p,t-1,j} - m_{p,t-1,nd_t,j}), 0] \quad (4-57)$$

$$m_{r,hp,t-1,nd_t} = \sum_{j=1}^{n_{vrhp}} m_{p,t-1,nd_t,j} \quad (4-58)$$

$$m_{r,ges} = \max[-m_{hp,df,t}, m_{r,hp,t-1,nd_t}, m_{r,min,hp,t}, m_{r,max,hp,t}] \quad (4-59)$$

$m_{r,min,hp,t}$	(t)	Restriktion 1 Anlagenausgang, hervorgehend aus der minimalen Produktionsmenge, Zeitschritt t	n_{vrhp}	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten je homogenem Produkt (Material)
$m_{p,t-1,nd_t,j}$	(t)	Produktionsmenge, Anlagenalter gleich der technischen Nutzungsdauer nd_t , Verfahrensroutenroute j des homogenen Produkts, Vorjahr (t-1)	$m_{min,p,t,j}$	(t)	Minimale Produktionsmenge je Prozess j, Zeitschritt t
nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer	$m_{p,t-1,j}$	(t)	Produktionsmenge je Prozess j, Vorjahr (t-1)
$m_{r,max,hp,t}$	(t)	Restriktion 2 Anlagenausgang, hervorgehend aus der maximalen Produktionsmenge, Zeitschritt t	$m_{max,p,t,j}$	(t)	Maximale Produktionsmenge je Prozess j, Zeitschritt t
$m_{r,hp,t-1,nd_t}$	(t)	Summe der Produktionsmenge mit Anlagenalter am Ende der technischen Nutzungsdauer nd_t aller Verfahrensrouten des homogenen Produkts, Vorjahr (t-1)	$m_{hp,df,t}$	(t)	Differenz des homogenen Produkts zwischen aktuellem und Vorjahr, Zeitschritt t
$m_{r,ges}$	(t)	Zulässige Produktionsmenge für Anlagenentnahme			

Die Formeln (4-56) und (4-57) ermitteln die Produktionsmenge, welche aufgrund der minimalen und maximalen Anteile je Verfahrensrouten am homogenen Produkt mindestens dem Anlagenbestand entnommen werden muss. Formel (4-58) fasst Anlagen am Ende der technischen Nutzung der Verfahrensrouten des homogenen Produkts zusammen, welche ebenfalls mindestens entnommen werden müssen. Gemeinsam mit der negativen Differenz des homogenen Produkts (einzuhaltende Wirtschaftsleistung) zwischen Vor- und aktuellem Jahr bestimmt Formel (4-59) das Maximum der Mindestanlagenentnahme. Auf diese Weise berücksichtigt (4-59) alle Mindestanforderungen, die

²¹ z. B. hohe Investitionen, Sonderabschreibungen auf alte Anlage vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer

Restriktionen an die Anlagenentnahme stellen. Die nach unten begrenzend wirkende natürliche Reinvestition ist damit auf die Mindestanforderungen weiterer Restriktionen beschränkt. Das Modell entscheidet auf Kostenbasis frei, welcher Verfahrensrouten des homogenen Produkts die über den Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer hinausgehende Anlagenentnahme zugeordnet wird. Abbildung 4-7 visualisiert die Kombination aus natürlicher Reinvestition und Mindestanforderung der Anlagenentnahme.

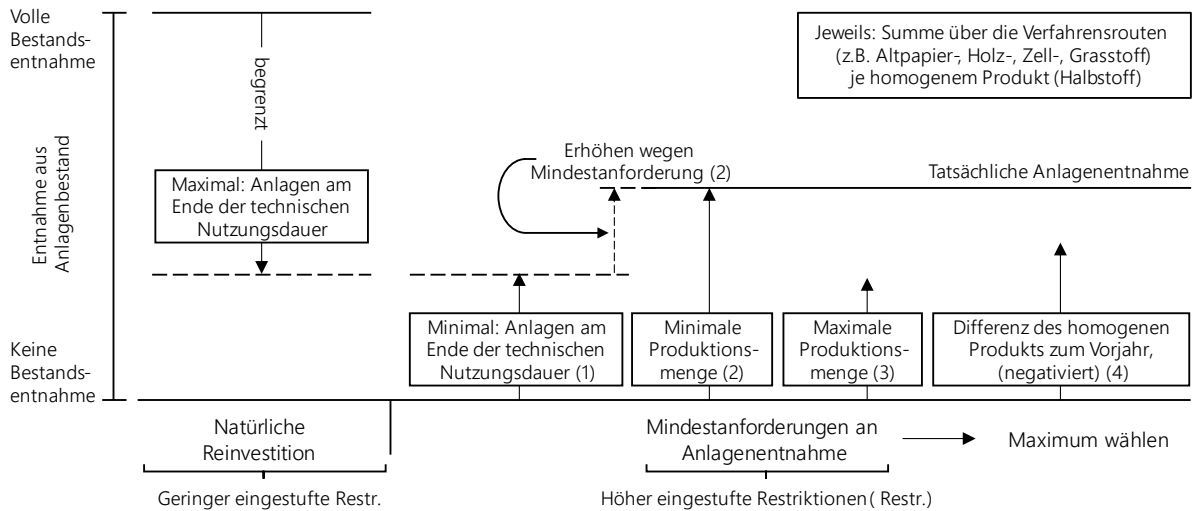


Abbildung 4-7: Kombination aus natürlicher Reinvestition und Mindestanforderung der Anlagenentnahme

Auf den Formeln (4-56), (4-57), (4-58) und (4-59) aufbauend begrenzt Formel (4-60) schließlich die Anlagenentnahme auf die natürliche Reinvestition unter Berücksichtigung der Mindestanforderung höher eingestufte Restriktionen.

$$\sum_{p=1}^{n_{vr_{hp}}} m_{xout,p} \leq m_{r,ges} \quad (4-60)$$

$m_{xout,p}$ (t)	Entnahme Produktionsmenge, je Prozess, optimiert	$m_{r,ges}$ (t)	Zulässige Produktionsmenge für Anlagenentnahme
$n_{vr_{hp}}$ (Stk)	Anzahl Verfahrensrouten je homogenem Produkt (Material)		

Unabhängig von der Vorgabe natürlicher Reinvestition ist jedoch stets mindestens der Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer je Prozess zu entnehmen. Demgemäß schreibt Formel (4-61) vor, dass das letzte Segment des optimierten Entnahmevektors dem Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer des Vorjahres entsprechen muss. Die Anlagen können reinvestiert, zu anderen Verfahrensrouten verschoben oder dem Bilanzraum entnommen werden.

$$m_{xout,p,t,nd_t} = m_{t-1,nd_t} \quad (4-61)$$

m_{xout,p,t,nd_t} (t)	Entnahme Produktionsmenge mit Anlagenalter nd_t , Prozess, optimiert, Zeitschritt t	m_{t-1,nd_t} (t)	Produktionsmenge mit Anlagenalter am Ende der Nutzungsdauer nd_t , Vorjahr (t-1)
-------------------------	---	--------------------	--

Neben den Verfahrensrouten sowie über Materialien verknüpfte Wertschöpfungsketten optimiert das Modul die Ein- und Ausgangsmaterialien von Produktionsprozessen. Die durchschnittliche Zusammensetzung des Zements in Deutschland dient als Beispiel, um die Optimierung des Materialeinsatzes zu beschreiben. Die Produktion von Zement basiert im Wesentlichen auf zehn Eingangsmaterialien. In 2015 setzte sich der deutsche Zement zu knapp 70 % aus Klinker, 20 % aus Hüttsand, 4 % aus Kalkstein, 0,9 % aus Gips (Rauchgasentschwefelung), 0,2 % Flugasche sowie zu kleineren Teilen aus Anhydrit, Trass, Ölschiefer und natürlichem Gips (~5 %) zusammen [152], [79], [153]. Das Modul optimiert die Materialzusammensetzung des Zements anhand modellendogener und -exogener Nebenbedingungen. Die Massenanteile kleinerer Bestandteile wie Trass und Anhydrit am

Materialmix ändern sich nicht. Formel (4-62) berechnet die Masse der Materialien mittels Multiplikation von optimierter Produktionsmenge und konstantem spezifischen Materialeinsatz.

$$m_{x,mat} = m_{x,p} \cdot m_{sp,mat,p} \quad (4-62)$$

$m_{x,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, optimiert	$m_{sp,mat,p}$	(t_{mat}/t_p)	Spezifischer Materialeinsatz, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses
$m_{x,p}$	(t_p)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert (z. B. Zement)			

Materialien wie „Flugasche“ und „Gips aus Rauchgasentschwefelung“ sind hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit exogen beschränkt. Überwiegend entstehen Flugasche und rauchgasentschwefelter Gips bei der Verbrennung von Kohle im Energie- und Umwandlungssektor [154], [155]. Mit der Umstellung auf erneuerbare Energien, nimmt deren Verfügbarkeit ab [156]. Formel (4-63) gibt deshalb vor, dass die Masse der genannten Materialien stets kleiner gleich der exogenen Vorgabe sein muss.

$$m_{x,mat} \leq m_{r,mat} \quad (4-63)$$

$m_{x,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, optimiert	$m_{r,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, exogen beschränkt
-------------	---------------	--------------------------------	-------------	---------------	--

Klinker, welcher vollständig als Hauptprodukt im Modul entsteht, ist mit der Nachfrage des Zements nach Klinker zu koppeln. Ändert sich der Klinkeranteil im Zement, ändert sich auch die Nachfrage des Zements nach Klinker.

$$m_{x,mat} = m_{x,cb} \quad (4-64)$$

$m_{x,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, optimiert	$m_{x,cb}$	(t_{mat})	Kombination der Produktionsmengen anhand des Materials, optimiert
-------------	---------------	--------------------------------	------------	---------------	---

Die Verfügbarkeit von Materialien, welche vollständig oder teilweise im Modul als Koppelprodukt entstehen (Hüttensand in der Stahl- und Kupferproduktion), sind an die jeweiligen Verfahrensrouten gebunden. Formel (4-65) bestimmt die maximale Einsatzmenge des Hüttensands anhand dessen Verfügbarkeit.

$$m_{x,mat} \leq \sum_{j=1}^{n_{vr,pd}} m_{x,vr,j} \cdot m_{sp,mat,p,j} \quad (4-65)$$

$m_{x,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, optimiert	$m_{x,vr,j}$	(t_p)	Produktionsmenge je Verfahrensroutenroute j, optimiert
$n_{vr,pd}$	(Stk)	Anzahl Verfahrensrouten mit Produktion des Materials, hier Koppelprodukt	$m_{sp,mat,p,j}$	(t_{mat}/t_p)	Spezifische Masse des Materials j, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses

Neben den endogenen und exogenen Restriktionen ist eine gewisse Materialzusammensetzung des Zements einzuhalten. Verändert sich die Zusammensetzung, sind aufwendige und langwierige Genehmigungsverfahren zur Zulassung des Zements erforderlich [58]. Den damit verbundenen, vollständigen Ablauf kann die Modellierung nicht abbilden.

Um ein Mindestmaß der Materialanforderungen hinsichtlich der Zementqualität zu berücksichtigen, begrenzt das Modul den Klinkeranteil nach unten (vgl. Formel (4-66)). Der Mindestanteil von Klinker an den Zementdukten darf 60 % nicht unterschreiten. Weiterhin ermöglicht das Modul es, Maximalanteile an der Zusammensetzung je Material nach Formel (4-67) festzulegen.

$$m_{x,mat} \geq m_{x,p} \cdot pt_{r,mat,min} \quad (4-66)$$

$$m_{x,mat} \leq m_{x,p} \cdot pt_{r,mat,max} \quad (4-67)$$

$m_{x,mat}$	(t_{mat})	Masse des Materials, optimiert	$m_{x,p}$	(t_p)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert
$pt_{r,mat}$	(dl)	Minimaler bzw. Maximaler Materialanteil je Verfahrensroutenroute			

Die Beziehung des optimierten Materialmix (Edukte) zum Produktionsprozess (Zement) beschreibt Formel (4-68). Da beim Prozess z. B. Koppelprodukte, Ausschuss und Abfälle entstehen, ist das Verhältnis zwischen Ein- und Ausgangsmaterialien meist größer eins.

Dementsprechend ist die Produktionsmenge des Prozesses mit dem Faktor zu multiplizieren, welcher das originäre Verhältnis von Edukten und Produkten unter Berücksichtigung von Materialverlusten im Prozess wiedergibt. Das entstehende Formelprodukt muss der Summe des Materialmix entsprechen.

$$\sum_{j=1}^{n_{mat,p}} m_{x,mat,p,j} = m_{x,p} \cdot ft_{ed|pd} \quad (4-68)$$

$m_{x,mat,p,j}$	(t)	Masse je Material j, Prozess, optimiert	$n_{mat,p}$	(Stk)	Anzahl der Materialien je Prozess
$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert	$ft_{ed pd}$	(dl)	Faktor, gibt das konstante Verhältnis zwischen Edukten und Produkten der Verfahrensrouten wieder

4.3.1.4 Generische Komponenten

Die CO₂-Luftabscheidung verwendet die Menge an abgeschiedenen Emissionen als Umsetzungsparameter, um ihren Anlagenbestand abzubilden. Der Anlagen austausch erfolgt nach Formel (4-41), wobei die spezifischen Variablen und Parameter des Prozesses durch die der CO₂-Luftabscheidung ersetzt werden.

Ebenso wie bei Produktions- sind CO₂-Luftabscheidungsanlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer zu entnehmen und entweder neu zu investieren oder auslaufen zu lassen. Im Gegensatz zu den Produktionsprozessen optimiert das Modell den Anlagenbestand der CO₂-Luftabscheidung jedoch nicht nach Alterssegmenten, sondern fasst ihn zusammen. Die Anlagenentnahme muss nach Formel (4-69) folglich mindestens dem Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzung des Vorjahres entsprechen.

$$u_{xout,LA,t} \geq u_{LA,t-1,nd_t} \quad (4-69)$$

$u_{xout,LA,t}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, Entnahme, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert, Zeitschritt t	$u_{LA,t-1,nd_t}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, Vorjahr (t-1), Anlagenalter nd_t
-----------------	---------------------	--	-------------------	---------------------	--

Das Modul nutzt die CO₂-Luftabscheidung zur Verminderung der prozessbedingten Emissionen, welche prozessunspezifische Instanzen ausstoßen. Derzeit besteht aus Modellsicht keine andere Option, um die sich in Abhängigkeit der Bruttowertschöpfung entwickelnden prozessbedingten Emissionen zu verringern. Deshalb ist die CO₂-Luftabscheidung nach Formel (4-70) anteilig auf die prozessbedingten CO₂-Emissionen der prozessunspezifischen Instanzen begrenzt.

$$u_{x,LA} \leq pt_{r,LA,max} \cdot \sum_{u=1}^{n_u} BWS_u \cdot em_{p,u} \quad (4-70)$$

$u_{x,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert	$em_{p,u}$	(tCO ₂ /€)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, prozessunspezifisch
$pt_{r,LA,max}$	(dl)	Maximaler Anteil der CO ₂ -Luftabscheidung	BWS_u	(€)	Bruttowertschöpfung, prozessunspezifisch
n_u	(Stk)	Anzahl prozessunspezifische Instanzen			

Um einen übermäßigen, kurzfristigen und unplausiblen Hochlauf der CO₂-Luftabscheidung zu vermeiden, begrenzt Formel (4-71) neben dem zuvor beschränkten relativen, auch die absolute Diffusion der CO₂-Luftabscheidung.

$$u_{x,LA} \leq M_{r,CO_2,LA} \quad (4-71)$$

$u_{x,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung, optimiert	$M_{r,CO_2,LA}$	(tCO ₂)	Maximale Menge der CO ₂ -Luftabscheidung
------------	---------------------	---	-----------------	---------------------	---

Der Energieverbrauch, die damit verbundenen positiven Emissionen sowie die durch die Luftabscheidung generierten negativen Emissionen gehen bereits in die Energie und Emissionsrestriktion des Moduls ein.

4.3.1.5 Modulspezielle Auswertungen

Das Ergebnis des mittels Dual-Simplex-Algorithmus gelösten Optimierungsproblems dient als Grundlage zur modulspeziellen und -generischen Auswertung.

Modul 1 berechnet anhand der optimierten Produktionsmengen und Materialien der Verfahrensrouten zunächst die spezifischen Materialanteile je Prozess mittels Formel (4-72) neu.

$$\vec{m}_{sp,mat,p} = \frac{\vec{m}_{x,mat,p}}{m_{x,p}} \quad (4-72)$$

$\vec{m}_{sp,mat,p}$	(t_{mat}/t_p)	Vektor mit spezifischem Materialeinsatz, je Tonne Hauptprodukt des Prozesses	$m_{x,p}$	(t_p)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert
$\vec{m}_{x,mat,p}$	(t_{mat})	Vektor mit Masse je Material, Prozess, optimiert			

Anhand des Optimierungsergebnisses ermittelt das Modul den variablen Anteil des homogenen Produkts. Der variable Anteil ergibt sich durch die Addition des Vorjahresbestands und der optimierten Produktion produktbezogener Prozesse. Fixer und variabler Anteil ergänzen sich schließlich zum homogenen Produkt (Formel (4-73)). Formel (4-3) aktualisiert darüber hinaus die Differenz der Produktionsmenge und des homogenen Produkts zum Vorjahr. Basierend auf Formel (4-11) berechnet das Modul außerdem die mittels Lernkurve veränderten spezifischen Investitionen je Verfahrensrouten. Die Kostendegression hängt von der im Transformationspfad veränderten Diffusion und der in Abschnitt 4.2.2 beschriebenen S-Kurve ab.

$$m_{hp,v,t} = m_{hp,v,t-1} + m_{x,zin,t} - m_{x,zout,t} \quad (4-73)$$

$$m_{hp} = m_{hp,v} + m_{hp,f}$$

$m_{hp,v,t}$	(t)	Variabler Anteil des homogenen Produkts, Zeitschritt t	$m_{hp,v,t-1}$	(t)	Variabler Anteil des homogenen Produkts, Vorjahr (t-1) bzw. vorangegangene Iteration
$m_{x,zin,t}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die zusätzliche Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert, Zeitschritt t	$m_{x,zout,t}$	(t)	Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die geringere Nachfrage anderer Prozesse aufnimmt, optimiert, Zeitschritt t
m_{hp}	(t)	Produktionsmenge des homogenen Produkts	$m_{hp,f}$	(t)	Fixer Anteil des homogenen Produkts, exogen vorgegeben

4.3.1.6 Generische Auswertung

Die generischen Auswertungen umfassen Berechnungen, bei denen der Fokus nicht auf der Hauptfunktionalität des Optimierungsmoduls liegt. Mehrere nachfolgende Module wiederholen die Auswertungen, nutzen jedoch andere Optimierungsvariablen. Beispielsweise bestimmt Modul 1 die Produktionsmenge, Modul 5 den Brennstoffverbrauch kostenoptimal. Beide gehen in Formel (4-75) ein. Folglich ist der jeweils andere Parameter bei der Verwendung von Formel (4-75) in den verschiedenen Modulen konstant. Das Modul berechnet den energieträger- und anwendungsscharfen Verbrauch der Produktionsprozesse nach Formel (4-74) und (4-75).

$$\vec{E}_{st,aw,p} = m_{x,p} \cdot e_{st,p} \cdot \vec{pt}_{st,aw,p} \quad (4-74)$$

$$\underline{E}_{bs,aw,p} = m_{x,p} \cdot e_{bs,p} \cdot \underline{pt}_{bs,aw,p} \quad (4-75)$$

$\vec{E}_{st,aw,p}$	(MWh)	Vektor mit anwendungsscharfem Stromverbrauch, Prozess	$\vec{pt}_{st,aw,p}$	(dl)	Vektor mit anwendungsscharfer Stromaufteilung, Prozess
$\underline{E}_{bs,aw,p}$	(MWh)	Matrix mit anwendungs- und brennstoffscharfem Verbrauch, Prozess	$\underline{pt}_{bs,aw,p}$	(dl)	Matrix mit anwendungs- und brennstoffscharfer Aufteilung, Prozess
$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess	$m_{x,p}$	(t)	Produktionsmenge, Prozess, optimiert
$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess			

Der Verbrauch ergibt sich durch die Multiplikation von optimierter Produktionsmenge, dem spezifischen Strom- bzw. Brennstoffverbrauch sowie der anwendungsscharfen Strom- bzw. Brennstoffaufteilung. Im

Optimierungsproblem konstante Parameter wie den spezifischen Stromverbrauch übernimmt das Modul entweder aus dem Vorjahr oder vorangegangenen Iterationen. Prozessspezifische Instanzen nutzen Formel (4-74) und (4-75) ebenfalls, verwenden jedoch ihre eigenen Umsetzungsparameter, Aktivitätsgrößen und technoökonomischen Parameter.

Um die energiebedingten Emissionen zu berechnen, ermittelt das Modul zunächst den energieträgerscharfen Lastgang anhand der normierten Lastprofile und multipliziert die Zeitreihe mit den energiebedingten Emissionsfaktoren (vgl. Abschnitt 4.2.2). Die prozessbedingten Emissionen resultieren aus der Multiplikation von Prozessemissionsfaktoren und dem optimierten Umsetzungsparameter. Das Modul nimmt zudem mehrere Aggregationen vor. Beispielsweise vermindert es den anwendungsscharfen Stromverbrauch um die Dimension der Anwendungen. Überdies wertet das Modul die optimierten Ergebnisse zur CO₂-Luftabscheidung aus. Darin enthalten ist die Neuberechnung des Energieverbrauchs und der Energieemissionen. Den Umsetzungsparameter entnimmt die CO₂-Luftabscheidung ebenso wie andere Modellkomponenten direkt dem Optimierungsergebnis.

Die Umsetzungsparameter anderer Modellkomponenten (z. B. CO₂-Abscheidung) sind im Modul zwar konstant, einige Parameter werden trotzdem beeinflusst. Beispielsweise verändert die Optimierung der Produktionsmenge eines Prozesses den Energieverbrauch, die Emissionen und damit potenziell das in Anlagen abgeschiedene CO₂. Demgemäß aktualisiert das Modul abschließend auch Parameter konstanter Modellkomponenten anhand des Optimierungsergebnisses.

4.3.2 Modul 2: Maßnahmen

Das zweite Modul setzt Maßnahmen kostenoptimal ein, um die Effizienz industrieller Prozesse und prozessspezifischer Instanzen zu steigern. Daneben bewerkstelligen Prozessmaßnahmen die Substitution spezieller Prozessanlagen und -technologien durch klimafreundlichere Pendanten. Die Umsetzung prozessspezifischer und -unspezifischer Maßnahmen verändert den Strom- und Brennstoffverbrauch und damit die energiebedingten Emissionen. Der Umsetzungsgrad spiegelt die Diffusion der Maßnahmen wider.

Prozessmaßnahmen und Maßnahmentechnologien spannen gemeinsam einen Bilanzraum in Abhängigkeit des Prozesses auf. Die Umsetzung und den Effekt von Prozessmaßnahmen visualisiert Abbildung 4-8.

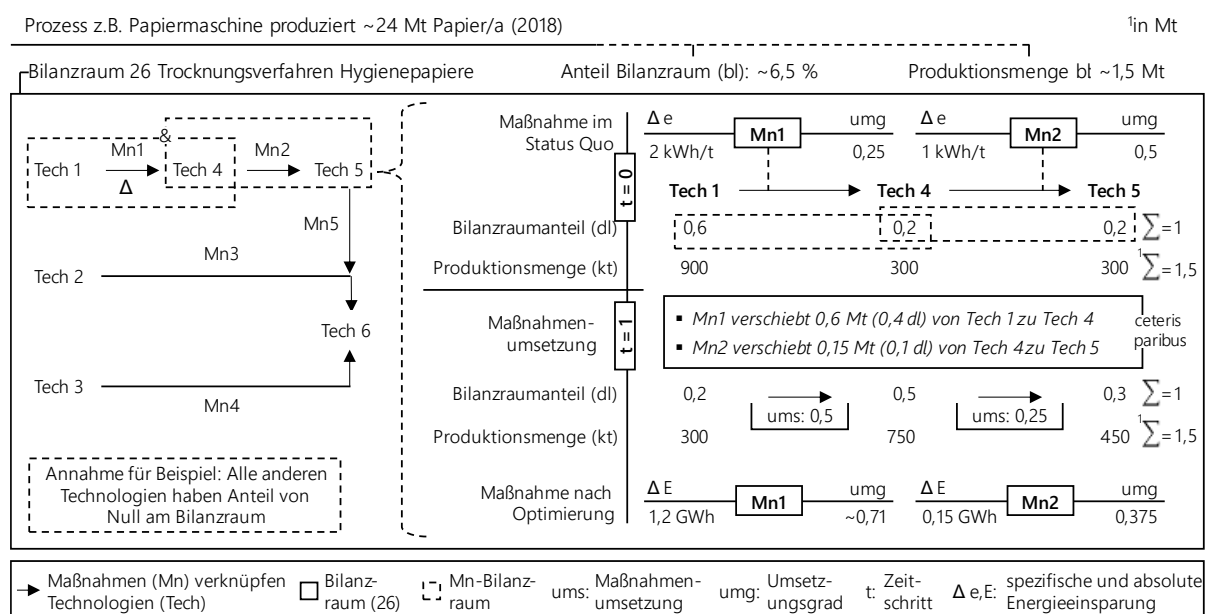


Abbildung 4-8: Schematische Darstellung der Umsetzung und Effekte von Prozessmaßnahmen, mit Maßnahmentechnologien verknüpft, Beispiel Papierindustrie, angelehnt an Abbildung 4-3

Die an Abbildung 4-3 angelehnte Darstellung zeigt nochmals den Bilanzraum „Trocknungsfahren Hygienepapiere“ der Papierproduktion und die technologieverknüpfenden Maßnahmen (links). Im Beispiel machen Hygienepapiere etwa 6,5 % der Trocknungsverfahren von Papieren aus. Abbildung 4-8 beleuchtet den oberen Strang des Bilanzraums genauer und spannt im Beispiel einen Unterraum bestehend aus den Maßnahmen 1 und 2 sowie den Technologien 1, 4 und 5 auf. Die Maßnahmen (rechts) beinhalten die technoökonomischen Parameter zur Abbildung des Technologiewechsels.

Basierend auf dem Status Quo ($t = 0$) verschieben die Maßnahmen 1 bzw. 2 Produktionsmenge von Technologie 1 zu 4 (0,6 Mt, verschobener Bilanzraumanteil: 0,4) bzw. von Technologie 4 zu 5 (0,15 Mt, verschobener Bilanzraumanteil: 0,1). Maßnahme 1 transferiert folglich die Hälfte (Umsetzung = 0,5), Maßnahme 2 ein Viertel (Umsetzung = 0,25) ihres originären Bilanzraumanteils in Höhe von 0,8 (0,6 + 0,2) bzw. 0,4 (0,2 + 0,2). Dadurch erhöht sich der Bilanzraumanteil von Technologie 4 bzw. 5 um 0,3 bzw. um 0,1. Das Beispiel erzielt Energieeinsparungen durch die Umsetzung von Maßnahme 1 bzw. 2 von 1,2 bzw. 0,15 GWh, welche sich durch die Multiplikation von Umsetzung (0,5 bzw. 0,25), originärem Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum (0,8 bzw. 0,4), der Produktionsmenge des Bilanzraums (1,5 Mt) und der spezifischen Energieeinsparung (2 kWh/t bzw. 1 kWh/t) ergeben. Die ersten drei Bestandteile der Multiplikation²² verwendet das Optimierungsmodul standardgemäß, um die spezifischen Parameter der Prozessmaßnahmen zu skalieren. Der Umsetzungsgrad von Maßnahme 1 bzw. 2, welcher sich nach Formel (4-5) berechnet, steigt bzw. sinkt durch die Maßnahmenumsetzung um $\sim 0,46$ bzw. $0,125$. Es zeigt sich, dass sich der Umsetzungsgrad von Maßnahme 2 trotz Maßnahmenumsetzung verringert. Der Effekt ist darauf zurückzuführen, dass Maßnahme 2 zwar Produktionsmenge von Technologie 4 zu 5 verlagert, jedoch in deutlich geringerem Umfang als Maßnahme 1 Produktionsmenge von Technologie 1 zu 4 verschiebt. Die Maßnahmenreferenz von Maßnahme 2 (Tech 4) wächst folglich deutlich stärker als das -substitut (Tech 5).

Die Bilanzraumanteile je Maßnahmentechnologie ergänzen sich im Bilanzraum stets zu eins. Da die Bilanzraumanteile der Technologien 1, 4 und 5 in Summe bereits eins ergeben, müssen die Technologien 2, 3 und 6 im Beispiel einen Bilanzraumanteil von jeweils Null aufweisen (links). Vereinfachend ändert sich die aus Sicht des Bilanzraums exogene Produktionsmenge zwischen den Jahren im Beispiel nicht und bleibt konstant bei 24 Mt (Bilanzraumanteil: 6,5 %, Produktionsmenge Bilanzraum: 1,5 Mt).

Abbildung 4-9 visualisiert die prinzipielle Funktionsweise und den Effekt prozessunspezifischer Maßnahmen im Optimierungsmodul. Prozessunspezifische Maßnahmen nutzen die Bruttowertschöpfung als Aktivitätsgröße und Parameterbezug ($t\text{€}$).

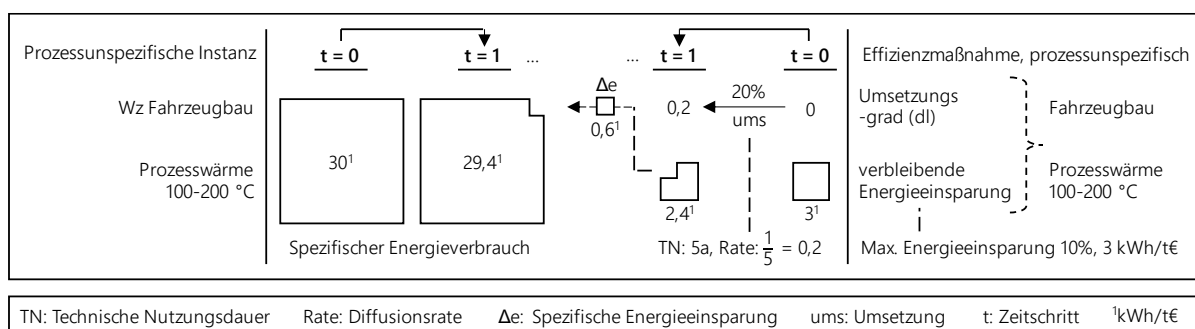


Abbildung 4-9: Schematische Darstellung der Umsetzung und des Effekts von prozessunspezifischen Maßnahmen, Beispiel Wirtschaftszweig (Wz) Fahrzeugbau, Prozesswärme zwischen 100 und 200 °C

²² Umsetzung, Anteil Maßnahmenbilanzraum, Produktionsmenge des Bilanzraums

Das Beispiel in Abbildung 4-9 enthält links den spezifischen Energieverbrauch der prozessspezifischen Instanz des Wirtschaftszweigs (WZ) „Fahrzeugbau“ in der Prozesswärme zwischen 100 und 200 °C. Die rechte Seite des Beispiels visualisiert die zugehörige Energieeffizienzmaßnahme, deren Umsetzung eine maximale Energieeinsparung von 10 % bzw. 3 kWh/t€ verspricht. Die maximale jahresspezifische Diffusionsrate der Effizienzmaßnahme errechnet sich anhand des Kehrwerts der Nutzungsdauer (5 Jahre, 20 %). Die aus der Maßnahmenumsetzung folgende Energieeinsparung ergibt sich mittels Multiplikation von Umsetzung und maximaler Energieeinsparung. Sowohl der spezifische Energieverbrauch als auch die verbleibende Energieeinsparung verringern sich im vereinfachten, statischen Beispiel um 0,6 kWh/t€. Der Umsetzungsgrad der Maßnahme erhöht sich um 0,2.

Das Modul bestimmt die veränderte Umsetzung je Maßnahme kostenoptimiert. Eine Liste der relevanten Optimierungsvariablen des Moduls enthalten Tabelle 10-65 und Tabelle 10-67 in Abschnitt 10.5.

4.3.2.1 Zielfunktion

Maßnahmen geben den Wechsel zwischen Referenz und Substitut wieder. Das Delta zwischen Substitut und Referenz drückt den durch die Maßnahmen forcierten Technologiewechsel aus. Demgemäß enthalten technoökonomische Maßnahmenparameter lediglich die Differenz zwischen Referenz und Substitut. Bei den spezifischen Kosten je Maßnahme handelt es sich demgemäß um Differenz- und nicht um Vollkosten.

Die Zielfunktion (4-82) des zweiten linearen Optimierungsmoduls unterscheidet die in Tabelle 4-9 hinterlegten Kostenarten und Formeln.

Tabelle 4-9: Kostenarten der Zielfunktion des zweiten Moduls

Formel	Kapitalkosten, Differenz	Formel	Betriebskosten, Differenz
(4-76)	Annuitätische Investition	(4-79)	Betrieb und Instandhaltung
(4-77)	Annuitätische Reinvestition	(4-80)	Energieeinsatz
(4-78)	Abschreibung vor Ende der Nutzungsdauer	(4-81)	Energiebedingte Emissionen

Der sich infolge der Maßnahmenumsetzung ändernde Energieverbrauch wirkt jahresspezifisch direkt auf die übergeordneten Prozesse und prozessspezifischen Instanzen. Die Energie- und Emissionsänderung ist im Folgejahr demgemäß bereits bei anderen Modellkomponenten enthalten und nicht mehr von der Maßnahme zu berücksichtigen. Die Betriebskosten prozessspezifischer und -unspezifischer Maßnahmen umfassen deshalb lediglich die jahresscharfen und nicht die kumulierten Änderungen.

Die annuitätische Neuinvestition der prozessspezifischen Maßnahmen ermittelt Formel (4-76). Die Produktionsmenge des Bilanzraums (t), der Anteil des Maßnahmenbilanzraums daran (dl) und die aktuelle Maßnahmenumsetzung (dl) skalieren die spezifischen annuitätischen Kosten. Die multiplikative Kombination der drei Bestandteile ergibt die von der Maßnahme zwischen ihren beiden Maßnahmentechnologien verschobene Produktionsmenge (vgl. Abbildung 4-8).

$$C_{inv,m,p} = m_{bl,p} \cdot u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \cdot c_{inv} \cdot AF_a \quad (4-76)$$

$C_{inv,m,p}$	(€)	Kosten der Investition, Prozessmaßnahmen	c_{inv}	(€/t)	Spezifische Kosten der Investition, Maßnahme
$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	AF_a	(dl)	Annuitätenfaktor im Jahr a
$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert	$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum

Wie Abbildung 4-8 zeigt, ermöglichen die Bilanzräume Technologieketten, welche die Technologieentwicklung über mehrere Zwischenschritte abbilden. Bei einer über mehrere Schritte erfolgten Verschiebung, durchdringen mehrere Maßnahmenvorstufen eine -folgestufe. Beispielsweise ist

Technologie 5 bei vorheriger Verschiebung von Technologie 1 zu 4 und von Technologie 4 zu 5 sowohl von Maßnahme 1 als auch von Maßnahme 2 durchdrungen.

Bei der Reinvestition von Maßnahmen sind die Vorkosten der bereits erfolgten Verschiebungen zu berücksichtigen. Das gilt gleichfalls für die zusätzlichen Kosten der Anlagenentnahme vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer. Um die Vorkosten vorangegangener Verschiebungen einzubeziehen, leitet das Modul die Maßnahmendiffusion im Bilanzraum je Maßnahme ab. Die Diffusion im Bilanzraum verändert sich, sobald Maßnahmen Verschiebungen zwischen der Referenz- und der Substitutionstechnologie vornehmen. Kreisläufe sind nicht zugelassen. Dementsprechend nimmt die Diffusion je Maßnahme im Bilanzraum einen Wert zwischen 0 und 1 an. Die Reinvestition erfolgt schließlich nach Formel (4-77).

$$C_{rin,m,p,t} = ds_{bl,t-1} \cdot c_{inv,t} \cdot AF_a \cdot \sum_{j=1}^{n_{mt,m}} m_{xin,mt,t,j} \quad (4-77)$$

$C_{rin,m,p,t}$	(€)	Kosten der Reinvestition, prozessspezifische Maßnahme, Zeitschritt t	$ds_{bl,t-1}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Vorjahr (t-1)
$m_{xin,mt,t,j}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie j, optimiert, Zeitschritt t	$c_{inv,t}$	(€/t)	Spezifische Kosten der Investition, Maßnahme, Zeitschritt t
AF_a	(dl)	Annuitätenfaktor im Jahr a	$n_{mt,m}$	(Stk)	Anzahl der Maßnahmentechnologien je Maßnahme (= 2)

Die Kosten der vorzeitigen Entnahme einer prozessspezifischen Maßnahme berechnet das Modell anhand des durchschnittlichen Buchwerts des Bestandes (vgl. Formel (4-78)).

Entnimmt das Modul mit Maßnahmen durchdrungene Technologien (Anlagen) vor dem Ende der Nutzungsdauer, sind die durchschnittlichen Kosten des Buchwerts zu entrichten. Die Anlagenentnahme am Ende der Nutzungsdauer pönalisiert das Modul nicht. Dementsprechend zieht es den Bestand am Ende der Nutzungsdauer von der Anlagenentnahme ab.

$$C_{out,m,p,t} = \left[\sum_{j=1}^{n_{mt,m}} m_{xout,mt,t,j} - m_{mt,t-1,nd_t,j} \right] \cdot ds_{bl,t-1} \cdot \bar{c}_{bw,t} \quad (4-78)$$

$C_{out,m,p,t}$	(€)	Kosten der Anlagenentnahme, prozessspezifische Maßnahme, Zeitschritt t	$ds_{bl,t-1}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Vorjahr (t-1)
$m_{xout,mt,t,j}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie j, optimiert, Zeitschritt t	$m_{mt,t-1,nd_t,j}$	(t)	Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie j am Ende der technischen Nutzungsdauer nd_t , Vorjahr (t-1)
$\bar{c}_{bw,t}$	(€/t)	Spezifischer, durchschnittlicher Buchwert des aktuellen Anlagenbestands, Zeitschritt t	$n_{mt,m}$	(Stk)	Anzahl der Maßnahmentechnologien je Maßnahme (= 2)

Die Berechnung der fixen Kosten des veränderten Betriebs infolge der Umsetzung prozessspezifischer Maßnahmen enthält Formel (4-79). Da die veränderten Fixkosten auch bei einer mehrstufigen Technologieentwicklung wirken, zieht Formel (4-79) die Diffusion je Maßnahme im Bilanzraum heran.

$$C_{fBk,m,p,t} = m_{bl,p,t} \cdot (ds_{bl,t-1} + u_{x,m,p,t} \cdot pt_{m,bl,t}) \cdot c_{fBk} \quad (4-79)$$

$C_{fBk,m,p,t}$	(€)	Fixe Betriebskosten, Prozessmaßnahmen, Zeitschritt t	$m_{bl,p,t}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen, Zeitschritt t
$pt_{m,bl,t}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum, Zeitschritt t	$u_{x,m,p,t}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert, Zeitschritt t
c_{fBk}	(€/t)	Spezifische, fixe Betriebskosten	$ds_{bl,t-1}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Vorjahr (t-1)

Formel (4-80) ermittelt zudem die Energiekostenänderung durch die Maßnahmenumsetzung. Da Energieänderungen der Vorjahre direkt bei den übergeordneten Prozessen Berücksichtigung finden, sind lediglich die jahresspezifischen Änderungen infolge der Maßnahmenumsetzung enthalten.

$$C_{e,m,p} = m_{bl,p} \cdot u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \cdot \left[e_{st,\Delta,p} \cdot c_{st} + e_{bs,\Delta,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot c_{bs,j} \right] \quad (4-80)$$

$C_{e,m,p}$	(€)	Energiekosten, Prozessmaßnahmen	c_{st}	(€/MWh)	Spezifische Stromkosten
$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	$c_{bs,j}$	(€/MWh)	Spezifische Kosten je Brennstoff j
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$e_{st,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Stromänderung, Prozessmaßnahme
$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert
$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum	$e_{bs,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme

Die Änderung der Emissionskosten durch die Maßnahmenumsetzung beschreibt Formel (4-81). Sinkt der Energieverbrauch durch die Maßnahmenumsetzung, fallen (4-80) und (4-81) negativ aus.

$$C_{em,m,p} = c_{CO_2} \cdot m_{bl,p} \cdot u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \cdot \left[e_{st,\Delta,p} \cdot em_{st} + e_{bs,\Delta,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-81)$$

$C_{em,m,p}$	(€)	Emissionskosten, Prozessmaßnahmen	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	$e_{st,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Stromänderung, Prozessmaßnahme
$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum	$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$e_{bs,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme
c_{CO_2}	(€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten			

Die prozessspezifischen Maßnahmen beinhalten veränderte Kosten der annuitätischen Investition (4-12), des fixen Betriebs (4-15), des Strom- und Brennstoffverbrauchs (4-16) sowie der Emissionen (4-17). Statt der Produktionsmenge nutzen sie die Bruttowertschöpfung als Aktivitätsgröße.

Zudem gehen die CO₂-Luftabscheidung nach Formel (4-23) sowie die generischen Komponenten nach Formel (4-24) in die Zielfunktion ein.

Ebenfalls fließen die vom zweiten Modul beeinflussten Kosten der weiteren Module in die Funktion ein. Dafür greift das zweite auf die Kostenfunktionen der weiteren Module zu (vgl. Tabelle 10-71 im Anhang).

Die Zielfunktion des Maßnahmenmoduls zeigt Formel (4-82).

$$\min C_{m_2} = C_{m,p_g} + C_{m,u_g} + C_{LA} + C_{gen} + C_{wm} \quad (4-82)$$

C_{m_2}	(€)	Zu minimierende Gesamtkosten des zweiten Moduls	C_{LA}	(€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung
C_{m,p_g}	(€)	Summe der einzelnen Kostenarten, prozessspezifische Maßnahmen gesamt	C_{m,u_g}	(€)	Summe der einzelnen Kostenarten, prozessspezifische Maßnahmen gesamt
C_{gen}	(€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs	C_{wm}	(€)	Durch optimiertes Modul veränderte Kosten weiterer Module

4.3.2.2 Emissions- und Energierestriktion

Tabelle 4-10 fasst die Formeln der Emissions- und Energierestriktion je Modulkomponente zusammen.

Das zweite Modul verwendet Formel (4-26) des ersten Moduls, um die Emissionen der Produktionsprozesse zu erschließen. Im Gegensatz zum ersten wird die Produktionsmenge der Prozesse im zweiten Modul nicht optimiert, sondern bleibt konstant. Formel (4-27) gilt gleichfalls, um die Emissionen prozessspezifischer Instanzen abzuleiten.

Tabelle 4-10: Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, zweites Modul

Modellkomponente	UP ^{1,2}	CO ₂ : pos.(+) / neg.(-) / div.(~) & Formeln	Bs ⁴ : (+) / (-) / (~), & Formeln
Prozesse inkl. TPA ³	o	+ (4-26)	+ (4-37)
Prozessunspezifische Instanzen inkl. TPA	o	+ (4-27)	+ (4-38)
Prozessspezifische Maßnahmen	x	~ (4-83)	~ (4-87)
Prozessunspezifische Maßnahmen	x	~ (4-84)	~ (4-88)
CO ₂ -Prozessabscheidung	o	Abscheidung	- (4-28) & (4-85)
		Energieeigenverbrauch	+ (4-32) & (4-85)
		Abscheidung, EV ⁵ -Emissionen	- (4-33)
CO ₂ -Luftabscheidung	x	Energieeigenverbrauch	+ (4-34)
		Abscheidung	- in (4-86)
CO ₂ - bzw. Brennstoffminderung generisch	x	- in (4-86)	- in (4-89)
Gesamtgleichung und Restriktion		(4-86)	(4-89)

¹UP: Umsetzungsparameter, im Modul optimiert; ²x: Trifft zu; o: Trifft nicht zu; ³TPA: Thermoprozessanlage; ⁴Brennstoffe, ⁵Eigenverbrauch

Maßnahmen ändern den Energieverbrauch und damit die energiebedingten CO₂-Emissionen. Die prozessbedingten CO₂-Emissionen beeinflussen sie hingegen nicht. Die Emissionsänderung infolge der Umsetzung prozessspezifischer Maßnahmen ermittelt Formel (4-83).

$$M_{CO_2,m,p} = m_{bl,p} \cdot u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \cdot \left[e_{st,\Delta,p} \cdot em_{st} + e_{bs,\Delta,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-83)$$

$M_{CO_2,m,p}$	(tCO ₂)	Emissionsänderung, Prozessmaßnahmen	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess
$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
$e_{bs,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme	$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum
$e_{st,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Stromänderung, Prozessmaßnahme	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe

Die Emissionsänderung infolge der Umsetzung prozessspezifischer Maßnahmen berechnet hingegen Formel (4-84). Gleichfalls ändern prozessunspezifische Maßnahmen lediglich die energie- jedoch nicht die prozessbedingten Emissionen. Der Maßnahmeneffekt hängt in diesem Zusammenhang von der optimierten Umsetzungsänderung ($u_{xin,m,u} - u_{xout,m,u}$) je Maßnahme ab.

$$M_{CO_2,m,u} = (u_{xin,m,u} - u_{xout,m,u}) \cdot BWS_u \cdot \left[e_{st,\Delta,u} \cdot em_{st} + e_{bs,\Delta,u} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,u,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-84)$$

$M_{CO_2,m,u}$	(tCO ₂)	Emissionsänderung, prozessunspezifische Maßnahmen	BWS_u	(€)	Bruttowertschöpfung, prozessunspezifisch
$u_{xin,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert	$e_{st,\Delta,u}$	(MWh/€)	Spezifische Stromänderung, prozessunspezifische Maßnahme
$pt_{bs,u,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$u_{xout,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert	$e_{bs,\Delta,u}$	(MWh/€)	Spezifische Brennstoffänderung, prozessunspezifische Maßnahme
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen

Die Umsetzung der CO₂-Prozessabscheidung im zweiten Modul ist zwar konstant, die CO₂-Abscheidung ändert sich jedoch in Abhängigkeit der Energieeinsparung prozessspezifischer Maßnahmen. Die CO₂-Prozessabscheidung des zweiten Moduls berechnet sich nach Formel (4-28) des ersten Moduls. Der spezifische Brennstoffverbrauch je Prozess ist jedoch um den Maßnahmeneffekt zu verringern, welchen Formel (4-85) ermittelt. Den Energieeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung sowie die daraus resultierenden Emissionen berechnet das zweite Modul mittels der Formeln (4-29), (4-30), (4-31) und (4-32), berücksichtigt jedoch gleichfalls den in Formel (4-85) erschlossenen Maßnahmeneffekt.

$$e_{bs,mf,p} = \sum_{j=1}^{n_{m,p}} u_{x,m,p,j} \cdot pt_{m,bl,j} \cdot pt_{bl,p,j} \cdot e_{bs,\Delta,p,j} \quad (4-85)$$

$e_{bs,mf,p}$	(MWh/t)	Spezifische Änderung des Brennstoffverbrauchs, Prozessmaßnahmen, Aggregiert je Prozess	$pt_{m,bl,j}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums j am übergeordneten Bilanzraum
$u_{x,m,p,j}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme j, optimiert	$pt_{bl,p,j}$	(dl)	Anteil des Bilanzraums am Prozess, Prozessmaßnahme j
$e_{bs,\Delta,p,j}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme j	$n_{m,p}$	(Stk)	Anzahl Maßnahmen je Prozess

Darauf aufbauend resultiert die CO₂-Abscheidung der Emissionen des Energieeigenverbrauchs aus Formel (4-33) des ersten Moduls. Die energiebedingten Emissionen der CO₂-Luftabscheidung ergeben sich nach Formel (4-34). Die optimierten Gesamtemissionen des zweiten Moduls ermitteln die Formeln in (4-86). Sie werden der Emissionsrestriktion gegenübergestellt und gehen als Ungleichung in das Optimierungsproblem des zweiten Moduls ein.

$$M_{CO_2,m_2} = [M_{CO_2,p_g} + M_{CO_2,u_g} + M_{CO_2,cceig_g} + M_{CO_2,LA}] - [M_{CO_2,m,p_g} + M_{CO_2,m,u_g} + M_{CO_2,cc_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} + u_{x,em,cc}] \quad (4-86)$$

$$M_{CO_2,m_2} \leq M_{CO_2,r}$$

M_{CO_2,m_2}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Industrie, Modul 2	M_{CO_2,u_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, prozessunspezifisch, gesamt
$M_{CO_2,r}$	(tCO ₂)	Jahresspezifische Emissionsrestriktion, Industrie (z. B max. 120 MtCO ₂ pro Jahr)	M_{CO_2,m,u_g}	(tCO ₂)	Emissionsänderung, prozessunspezifische Maßnahmen, gesamt
M_{CO_2,p_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, Prozesse, gesamt	$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung
$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, optimiert	$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
M_{CO_2,m,p_g}	(tCO ₂)	Emissionsänderung, Prozessmaßnahmen, gesamt	$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie
M_{CO_2,cc_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozesse, gesamt	$M_{CO_2,cceig_g}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt

Die in Deutschland gesetzlich begrenzte CO₂-Speichermenge berücksichtigt das zweite Modul mittels Formel (4-36) des ersten Moduls.

Um die Einhaltung der vorgegebenen Energierestriktionen sicherzustellen, berechnet SmInd den Energieverbrauch je Modulkomponente. Der relevante Prozessbrennstoffverbrauch des zweiten ergibt sich nach Formel (4-37) des ersten Moduls. Statt die Produktionsmenge zu optimieren, greift Modul 2 jedoch auf das Optimierungsergebnis des ersten Moduls zurück. Gleichfalls verwendet das Zweite Formel (4-38) des ersten Moduls, um den Brennstoffverbrauch prozessunspezifischer Instanzen zu erschließen.

Den infolge der Umsetzung von Prozessmaßnahmen veränderten Brennstoffverbrauch leitet Formel (4-87) ab. Da Prozessmaßnahmen selbst keine Brennstoffaufteilung aufweisen, richtet sich die Verbrauchsänderung nach der des Prozesses. Formel (4-87) beschränkt sich auf die hinsichtlich der Restriktion relevanten Brennstoffe.

$$\vec{E}_{bs,m,p} = E_{bs,m,p,b} = m_{bl,p} \cdot u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \cdot e_{bs,\Delta,p} \cdot pt_{bs,p,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-87)$$

$\vec{E}_{bs,m,p}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffänderung, Prozessmaßnahmen	$e_{bs,\Delta,p}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme
$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert
$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum	$pt_{bs,p,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, Prozess
bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n			

Formel (4-88) ermittelt die durch prozessunspezifische Maßnahmen erreichte Brennstoffänderung. Da prozessunspezifische Maßnahmen ebenso keine Brennstoffaufteilung beinhalten, richtet sich die Änderung des Verbrauchs nach der brennstoffscharfen Aufteilung der übergeordneten prozessunspezifischen Instanz.

$$\vec{E}_{bs,m,u} = E_{bs,m,u,b} = (u_{xin,m,u} - u_{xout,m,u}) \cdot BWS_u \cdot e_{bs,\Delta,u} \cdot pt_{bs,u,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-88)$$

$\vec{E}_{bs,m,u}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffänderung, prozessunspezifische Maßnahmen	$u_{xin,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert
$pt_{bs,u,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, prozessunspezifisch	$u_{xout,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert
BWS_u	(€)	Bruttowertschöpfung, prozessunspezifisch	$e_{bs,\Delta,u}$	(MWh/€)	Spezifische Brennstoffänderung, prozessunspezifische Maßnahme
bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n			

Die Brennstoffverbräuche der CO₂-Abscheidung (vgl. Formel (4-31)) und der CO₂-Luftabscheidung (vgl. Formel (4-39)) des zweiten ergeben sich analog zum ersten Modul. Der restriktionsrelevante Vektor mit dem Brennstoffverbrauch des zweiten Moduls ergibt sich nach Formel (4-89) und wird der modulübergreifend geltenden Brennstoffrestriktion elementweise gegenübergestellt.

$$\vec{E}_{bs,m_2} = \vec{E}_{bs,p_g} + \vec{E}_{bs,u_g} + \vec{E}_{bs,cc_g} + \vec{E}_{bs,LA} - \vec{E}_{bs,m,p_g} - \vec{E}_{bs,m,u_g} - \vec{u}_{x,bs} \quad (4-89)$$

$$\vec{E}_{bs,m_2} \leq \vec{E}_{r,bs}$$

\vec{E}_{bs,m_2}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Modul 2 (z. B. 80 TWh Biomasse)	$\vec{E}_{r,bs}$	(MWh)	Vektor mit brennstoffscharfer Restriktion (z. B. max. 120 TWh Biomasse)
$\vec{E}_{bs,LA}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung	$\vec{u}_{x,bs}$	(MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Brennstoffverbrauchs, sehr teure Option, optimiert
\vec{E}_{bs,p_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozesse, gesamt	\vec{E}_{bs,u_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, prozessunspezifische Instanzen, gesamt
bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n	\vec{E}_{bs,m,u_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffänderung, prozessunspezifische Maßnahmen, gesamt
\vec{E}_{bs,m,p_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffänderung, Prozessmaßnahmen, gesamt	\vec{E}_{bs,cc_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt

Neben der allgemeinen industriellen Energierestriktion berücksichtigt das Maßnahmenmodul spezielle Energierestriktionen. Die speziellen Energierestriktionen unterbinden die fortlaufende Maßnahmenumsetzung, sobald ein vorgegebener Energiegrenzwert unterschritten wird. Formel (4-90) begrenzt die Optimierung in der Umsetzung von Prozessmaßnahmen, indem sie vorgibt, dass der aktuelle spezifische Energieverbrauch abzüglich der spezifischen Energieeinsparung stets größer gleich dem theoretischen Energieminimum sein muss.

$$e_{st,p} + e_{bs,p} - \left[\sum_{j=1}^{n_{m,p}} u_{x,m,p,j} \cdot pt_{m,bl,j} \cdot pt_{bl,p,j} \cdot (e_{st,\Delta,p,j} + e_{bs,\Delta,p,j}) \right] \geq e_{th,p} \quad (4-90)$$

$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess	$u_{x,m,p,j}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme j, optimiert
$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess	$pt_{bl,p,j}$	(dl)	Anteil des Bilanzraums am Prozess, Prozessmaßnahme j
$e_{st,\Delta,p,j}$	(MWh/t)	Spezifische Stromänderung, Prozessmaßnahme j	$n_{m,p}$	(Stk)	Anzahl Maßnahmen je Prozess
$e_{bs,\Delta,p,j}$	(MWh/t)	Spezifische Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme j	$pt_{m,bl,j}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums j am übergeordneten Bilanzraum
$e_{th,p}$	(MWh/t)	Spezifisches, theoretisches Energieminimum, Prozess			

Ebenso schreibt Formel (4-91) vor, dass die Umsetzung prozessunspezifischer Maßnahmen nicht zu einer Unterschreitung des theoretischen Energieminimums prozessunspezifischer Instanzen führen darf.

$$e_{st,u} + e_{bs,u} - \left[\sum_{j=1}^{n_{m,u}} (u_{xin,m,u,j} - u_{xout,m,u,j}) \cdot (e_{st,\Delta,u,j} + e_{bs,\Delta,u,j}) \right] \geq e_{th,u} \quad (4-91)$$

$e_{st,u}$	(MWh/€)	Spezifischer Stromverbrauch, prozessspezifisch	$u_{xin,m,u,j}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessspezifische Maßnahme j, optimiert
$e_{bs,u}$	(MWh/€)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, prozessspezifisch	$u_{xout,m,u,j}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessspezifische Maßnahme j, optimiert
$e_{st,\Delta,u,j}$	(MWh/€)	Spezifische Stromänderung, prozessspezifische Maßnahme j	$n_{m,u}$	(Stk)	Anzahl Maßnahmen je prozessspezifischer Instanz
$e_{bs,\Delta,u,j}$	(MWh/€)	Spezifische Brennstoffänderung, prozessspezifische Maßnahme j	$e_{th,u}$	(MWh/€)	Spezifisches, theoretisches Energieminimum, prozessspezifisch

4.3.2.3 Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls

Prozessspezifische und prozessspezifische Maßnahmen nutzen Aktivitätsgrößen, um die mit der Maßnahmenumsetzung verbundene spezifische Energieänderung zu berechnen. Prozessspezifische Maßnahmen greifen auf die Produktionsmenge, prozessspezifische Maßnahme auf die Bruttowertschöpfung der übergeordneten Modellkomponenten zurück.

Prozessspezifische Maßnahmen verknüpfen zwei Maßnahmentechnologien in Bilanzräumen, die den Prozessen untergeordnet sind (vgl. Abbildung 4-8). Die Beziehung zwischen Prozess und untergeordnetem Bilanzraum beschreibt Formel (4-92). Prozess und Bilanzraum sind über den Bilanzraumanteil gekoppelt. Die Produktionsmenge des Bilanzraums ergibt sich demzufolge anhand der Multiplikation von Prozessproduktionsmenge und exogenem Bilanzraumanteil.

Die Beziehung der Maßnahmentechnologien zum übergeordneten Bilanzraum beschreibt Formel (4-93). Die Maßnahmentechnologien sind verpflichtet, die Produktionsmenge des Bilanzraums stets vollständig abzudecken. Dementsprechend legt Formel (4-93) fest, dass die Summe der Produktionsmengen aller Maßnahmentechnologien der Produktionsmenge des Bilanzraums entspricht. Nach Formel (4-94) ergibt sich die Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie durch die Multiplikation deren Anteils am Bilanzraum und der Produktionsmenge des Bilanzraums. Damit die Maßnahmentechnologien den Bilanzraum vollständig abdecken, müssen deren Bilanzraumanteile nach Formel (4-95) in Summe stets 1 ergeben.

$$m_{bl,p} = m_p \cdot pt_{bl,p} \quad (4-92)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{mt,bl}} m_{x,mt,j} = m_{bl,p} \quad (4-93)$$

$$m_{x,mt,j} = m_{bl,p} \cdot pt_{x,mt,bl,j} \quad (4-94)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{mt,bl}} pt_{x,mt,bl,j} = 1 \quad (4-95)$$

$m_{bl,p}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen	$pt_{x,mt,bl,j}$	(dl)	Anteil der Maßnahmentechnologie j am übergeordneten Bilanzraum, optimiert
$m_{x,mt,j}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie j, optimiert	$pt_{bl,p}$	(dl)	Anteil des Bilanzraums am Prozess, Prozessmaßnahmen
$n_{mt,bl}$	(Stk)	Anzahl der Maßnahmentechnologien je Bilanzraum	m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess

Kombinationsmatrizen verknüpfen Maßnahmen und Maßnahmentechnologien eines Bilanzraum miteinander. Neben der bloßen Zuordnung von Technologien und Maßnahmen geben Kombinationsmatrizen die nominelle Richtung der Maßnahmenverschiebung an. Außerdem quantifizieren sie die im Bilanzraum enthaltenen Technologieketten, welche sich über mehrere, durch Maßnahmen verknüpfte, Technologien erstrecken können.

Die in Tabelle 4-11 visualisierte Kombinationsmatrix verknüpft sechs Maßnahmentechnologien mit fünf Maßnahmen beispielhaft. Weist das Vorzeichen des binären Eintrags einen negativen Wert auf, entzieht die Maßnahme der Technologie Produktionsmenge und umgekehrt. Beispielsweise verschiebt Maßnahme 146 bei positiver Umsetzung Produktionsmenge von Technologie 20 zu 21. Fällt die Maßnahmenumsetzung negativ aus, ändert sich die Verschiebungsrichtung. Maßnahme 146 würde in diesem Fall Produktionsmenge von Technologie 21 zu 20 verschieben. Mit Ausnahme von Maßnahme 153 verwenden im Beispiel alle weiteren Maßnahmen Technologie 21 als Substitut. Die Technologien 32, 31 und 21 bilden eine Technologiekette, welche durch die Maßnahmen 153 und 152 verknüpft ist. Denkbar wäre beispielsweise in einem ersten Schritt Vorkalzinatoren bei der Zementproduktion in Betrieb zu nehmen (Mn 153). Die Vorkalzinatoren erlauben es wiederum im zweiten Schritt, mehrere Vorstufen zu installieren (Mn 152). Beide Maßnahmen senken den Energieverbrauch des Prozesses. Jedoch setzt die Implementierung von Maßnahme 152 die vorherige Umsetzung von Maßnahme 153 voraus.

Tabelle 4-11: Kombinationsmatrix zur Verknüpfung von Maßnahmen mit Maßnahmentechnologien

Bilanzraum 86	Mn 146	Mn 147	Mn 149	Mn 152	Mn 153	...
Tech 20	-1					
Tech 21	1	1	1	1		
Tech 25		-1				
Tech 30			-1			
Tech 31				-1	1	
Tech 32					-1	
...						

Die Kombinationsmatrix mündet in der mathematischen Verknüpfung von Maßnahmen und Maßnahmentechnologien. Dafür nutzt Formel (4-96) den Bilanzraumanteil der Maßnahmentechnologien und koppelt ihn mit der optimierten Verschiebung der Bilanzraumanteile durch die Prozessmaßnahmen. Das Vorzeichen gibt die Richtung der Verschiebung an. Die Verschiebung des Bilanzraumanteils ergibt sich durch die Multiplikation von Maßnahmenumsetzung (u_x) und dem Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum des Vorjahres ($pt_{m,bl,t-1}$). Den Effekt aller Maßnahmen, welche in Beziehung zur jeweiligen Maßnahmentechnologie stehen, summiert Formel (4-96).

$$pt_{x,mt,bl,t} = pt_{mt,bl,t-1} + \sum_{j=1}^{n_{m,mt}} u_{x,m,p,t,j} \cdot vZ_j \cdot pt_{m,bl,t-1,j} \quad (4-96)$$

$pt_{x,mt,bl,t}$	(dl) Anteil der Maßnahmentechnologie am übergeordneten Bilanzraum, optimiert, Zeitschritt t	vZ_j	- Vorzeichen, -1 oder +1, je nachdem ob die Maßnahme j der Maßnahmentechnologie Produktionsmenge zu- oder abführt
$pt_{mt,bl,t-1}$	(dl) Anteil der Maßnahmentechnologie am übergeordneten Bilanzraum, Vorjahr (t-1)	$pt_{m,bl,t-1,j}$	(dl) Anteil des Maßnahmenbilanzraums j am übergeordneten Bilanzraum, Vorjahr (t-1)
$u_{x,m,p,t,j}$	(dl) Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme j, optimiert, Zeitschritt t	$n_{m,mt}$	(Stk) Anzahl der Maßnahmen je Maßnahmentechnologie

Bilanzraumübergreifende Wechselwirkungen klammert das Modul hingegen bislang aus. [83] nutzt Wechselwirkungsfaktoren, um die Beziehung zwischen Maßnahmen abzubilden. Die kombinierte Modellierung von Maßnahmen und Maßnahmentechnologien in gemeinsamen Bilanzräumen beinhaltet [83] jedoch nicht.

Die Verschiebung von Bilanzraumanteilen infolge der Maßnahmenumsetzung ist mit der tatsächlichen Veränderung der Produktionsmenge von Maßnahmentechnologien verbunden. Die Kontinuitätsgleichung in Formel (4-97) beschreibt die Veränderung des Anlagenbestands der Maßnahmentechnologien.

$$m_{x,mt,t} = m_{mt,t-1} - m_{xout,mt,t} + m_{xin,mt,t} \quad (4-97)$$

$m_{x,mt,t}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t	$m_{mt,t-1}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Vorjahr (t-1)
$m_{xout,mt,t}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t	$m_{xin,mt,t}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t

Zwar ist es in der industriellen Transformation zulässig Maßnahmen zurückzubauen (negative Umsetzung), nach Formel (4-98) dürfen sie jedoch nie das exogen vorgegebene Maß der initialen Diffusion unterschreiten. Die fortlaufende Diffusion im Bilanzraum spiegelt die Variable ds_{bl} wider.

$$ds_{bl,t-1} + u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl} \geq 0 \quad (4-98)$$

$ds_{bl,t-1}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Vorjahr (t-1)	$pt_{m,bl}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum
$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert			

Zusammen mit dem Umsetzungsgrad des Vorjahres beschränkt das Modul die Umsetzung auf den Maximalwert. So darf der Umsetzungsgrad einer Maßnahme den Wert 1 nicht überschreiten. Die Restriktion stellt auch sicher, dass Maßnahmen die zugrundeliegenden Technologien jahresscharf nur um ein Glied in der Technologiekette verschieben (vgl. Formel (4-99)).

$$umg_{m,p,t-1} + u_{x,m,p,t} \leq 1 \quad (4-99)$$

$umg_{m,p,t-1}$	(dl)	Umsetzungsgrad, Prozessmaßnahme, Vorjahr (t-1)	$u_{x,m,p,t}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert, Zeitschritt t
-----------------	------	--	---------------	------	---

Das Modul verhindert die Umsetzung von Maßnahmen vor ihrer technologischen Marktreife. Ebenso ist die Maßnahmenumsetzung nicht zugelassen, falls der Bilanzraumanteil beider Maßnahmentechnologien einer Maßnahme vor der Optimierung Null ist. Nimmt die Produktionsmenge des Bilanzraums selbst den Wert Null an, ist eine Maßnahmenumsetzung ebenfalls unzulässig. In den drei Fällen gilt Formel (4-100).

$$u_{x,m,p,t} = 0 \quad (4-100)$$

$u_{x,m,p,t}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert, Zeitschritt t
---------------	------	---

Um die Geschwindigkeit der Transformation zu begrenzen, hat das zweite wie das erste Modul die Möglichkeit, natürliche Reinvestitionszyklen beim Anlagenaustausch vorzugeben. Dabei beschränkt Modul 2 die Anlagenentnahme der Maßnahmentechnologien. Aus der Kombination von natürlicher Reinvestition und der Verknüpfung von Maßnahmen und Maßnahmentechnologien über mehrere Technologiestufen, können nicht-lösbare Konstellationen bei der optimierten Anlagenentnahme entstehen.

Die Konstellationen treten auf, falls die Differenz der Produktionsmenge des Bilanzraums zum Vorjahr negativ ist, und die über die natürliche Reinvestition vorgegebene Anlagenentnahme je Maßnahmentechnologie nicht in gleichem Maße erfolgt, wie deren Anteil am Bilanzraum es impliziert. Die Maßnahmen können der exogen angeforderten Verschiebung von Bilanzraumanteilen bei gleichzeitig begrenzter Reinvestition nicht mehr vollständig folgen. Deshalb determiniert Formel (4-101) den Teil der Anlagenentnahme vor der Optimierung, welcher aufgrund der sich ändernden Produktionsmenge des Bilanzraums im Vergleich zum Vorjahr entsteht. Dafür berechnen die Formeln in (4-101) zunächst den Startwert der Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie. Der Startwert ergibt sich durch die Multiplikation von Bilanzraumanteil je Maßnahmentechnologie (Vorjahr) und der aktuellen Produktionsmenge des Bilanzraums. Die Differenz aus dem Startwert des aktuellen Jahres und der Produktionsmenge der Maßnahmentechnologien des Vorjahres ergibt die fixe Änderung der Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie. Da lediglich negative Differenzen zum Vorjahr nicht-lösbare

Konstellation verursachen, beschränkt Formel (4-101) die fix determinierte Änderung je Maßnahmentechnologie auf negative Werte. Andernfalls nimmt die fixe Änderung den Wert Null an.

$$m_{mt,sw,t} = m_{bl,p,t} \cdot pt_{mt,bl,t-1}$$

$$m_{pa,t} = \begin{cases} 0 & m_{mt,sw,t} - m_{mt,t-1} \geq 0 \\ m_{mt,sw,t} - m_{mt,t-1} & m_{mt,sw,t} - m_{mt,t-1} < 0 \end{cases} \quad (4-101)$$

$m_{mt,sw,t}$	(t)	Startwert der Produktionsmenge der Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t	$pt_{mt,bl,t-1}$	(dl)	Anteil der Maßnahmentechnologie am übergeordneten Bilanzraum, Vorjahr (t-1)
$m_{pa,t}$	(t)	Fixe Änderung der Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t	$m_{bl,p,t}$	(t)	Produktionsmenge des Bilanzraums, Prozessmaßnahmen, Zeitschritt t
			$m_{mt,t-1}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Vorjahr (t-1)

Die Formeln in (4-102) begrenzen die Anlagenentnahme je Maßnahmentechnologie ($m_{xout,mt}$) auf natürliche Reinvestitionszyklen. Zeile 1 in (4-102) hält fest, dass die Anlagenentnahme im aktuellen Jahr den Anlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer des Vorjahres abzüglich der fixen Produktionsmengenänderung entspricht. Gemeinsam mit der Indikatorvariable iv verhindert die Balance-Variable x_{bal} , dass die Anlagenentnahme negativ wird. Die Anlagenentnahme ist damit auf die Produktionsmenge der Maßnahmentechnologien am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer abzüglich der ggf. fixen Änderung der Produktionsmenge beschränkt. Übersteigt $m_{pa,t}$ den Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer, gleicht die Balance-Variable den sich ergebenden negativen Wert aus. Die Anlagenentnahmevariable $m_{xout,mt}$ nimmt in diesem Fall den Wert Null an.

$$m_{xout,mt,t} = m_{mt,t-1,nd_t} + m_{pa,t} - bal_{x,mt}$$

$$bal_{x,mt} \geq (m_{mt,t-1,nd_t} + m_{pa,t}) \cdot iv_x \quad (4-102)$$

$$\text{mit } bal_{x,mt} \leq 0 \text{ und } 0 \leq iv \leq 1$$

$m_{xout,mt,t}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t	$m_{mt,t-1,nd_t}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, am Ende der Nutzungsdauer nd_t , Vorjahr (t-1)
$bal_{x,mt}$	(t)	Ausgleichvariable, Maßnahmentechnologie, optimiert	iv_x	(dl)	Indikatorvariable, zwischen 0 und 1, optimiert
$m_{pa,t}$	(t)	Fixe Änderung der Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t			

Formel (4-103) berücksichtigt die fixe Änderung der Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie auch bei deren optimierter Produktionsmenge.

$$m_{x,mt,t,n} = m_{x,mt,t,v} + m_{pa,t} \quad (4-103)$$

$m_{x,mt,t,n}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t, nachher (n)	$m_{x,mt,t,v}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t, vorher (v)
$m_{pa,t}$	(t)	Fixe Änderung der Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t			

Unabhängig davon, ob die natürliche Reinvestition vorgegeben ist, beschränkt sich die maximale Anlagenentnahme auf den Anlagenbestand des Vorjahres (vgl. Formel (4-104)).

$$m_{xout,mt,t} \leq m_{x,mt,t} + m_{pa,t} \quad (4-104)$$

$m_{xout,mt,t}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t	$m_{x,mt,t}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t
$m_{pa,t}$	(t)	Fixe Änderung der Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t			

Mindestens muss jedoch der Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer entnommen werden. Auch Formel (4-105) berücksichtigt die bereits vor der Optimierung determinierte fixe Änderung der Produktionsmenge je Maßnahmentechnologie.

$$m_{xout,mt,t} - m_{pa,t} \geq m_{mt,t-1,nd_t} \quad (4-105)$$

$m_{xout,mt,t}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, optimiert, Zeitschritt t	$m_{pa,t}$	(t)	Fixe Änderung der Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, Zeitschritt t
$m_{mt,t-1,nd_t}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie, am Ende der Nutzungsdauer nd_t , Vorjahr (t-1)	nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer

Im Gegensatz zu den prozessspezifischen sind prozessunspezifische Maßnahmen durch einen deutlich geringeren Komplexitätsgrad geprägt. Der Anlagenaustausch erfolgt nach Formel (4-97). Da prozessunspezifische Maßnahmen technologieungebunden sind, dient die Maßnahmenumsetzung selbst als Umsetzungsparameter.

Die Diffusionsrate begrenzt den Hochlauf prozessunspezifischer Maßnahmen (vgl. Formel (4-106)). Die konstante Diffusionsrate ergibt sich aus dem Kehrwert der technischen Nutzungsdauer [5], [18], [90].

$$u_{xin,m,u} \leq r_{d,m,u} \quad (4-106)$$

$u_{xin,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert	$r_{d,m,u}$	(dl)	Diffusionsrate Maßnahme, Prozessunspezifisch
---------------	------	---	-------------	------	--

Im Gegensatz zu Prozessmaßnahmen agieren prozessunspezifische Maßnahmen technologieungebunden. Um von der natürlichen Reinvestition abzuweichen, fehlen folglich Informationen zum Markthochlauf der zugrundeliegenden Technologien. Formel (4-107) determiniert die natürliche Reinvestition prozessunspezifischer Maßnahmen demgemäß.

$$u_{xout,m,u,t} = u_{m,u,t-1,nd_t} \quad (4-107)$$

$u_{xout,m,u,t}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, optimiert, Zeitschritt t	$u_{m,u,t-1,nd_t}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme, am Ende der Nutzungsdauer nd_t , Vorjahr (t-1)
------------------	------	---	--------------------	------	---

Nimmt die Bruttowertschöpfung der übergeordneten prozessunspezifischen Instanz selbst den Wert Null an, ist die Maßnahmenumsetzung unzulässig. Formel (4-100) verhindert die Umsetzung.

4.3.2.4 Modulspezielle Auswertungen

Das Ergebnis des mittels Dual-Simplex-Algorithmus gelösten Optimierungsproblems dient als Grundlage zur modulspeziellen und -generischen Auswertung. Mittels Formel (4-5) und den optimierten Umsetzungsparametern berechnet das Modul den Umsetzungsgrad der Prozessmaßnahmen. Die Diffusion der Maßnahmen im Bilanzraum ergibt sich nach Formel (4-108). Zur Diffusion des Vorjahres addiert Formel (4-108) die Umsetzung der aktuellen Optimierungslösung. Der Anteil des Maßnahmenbilanzraums ergibt sich aus den Anteilen der zwei zugehörigen Maßnahmentechnologien am übergeordneten Bilanzraum (vgl. Formel (4-109)).

$$ds_{bl,t} = ds_{bl,t-1} + u_{x,m,p} \cdot pt_{m,bl,b} \quad (4-108)$$

$$pt_{m,bl,e} = \sum_{j=1}^{n_{mt,m}} pt_{x,mt,bl,j} \quad (4-109)$$

$ds_{bl,t}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Zeitschritt t	$ds_{bl,t-1}$	(dl)	Diffusion der Maßnahme im Bilanzraum bis zum Vorjahr (t-1)
$pt_{m,bl,b}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum, Beginn des Jahres (b)	$n_{mt,m}$	(Stk)	Anzahl der Maßnahmentechnologien je Maßnahme (= 2)
$pt_{m,bl,e}$	(dl)	Anteil des Maßnahmenbilanzraums am übergeordneten Bilanzraum, Ende des Jahres (e)	$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme, optimiert
$pt_{x,mt,bl,j}$	(dl)	Anteil der Maßnahmentechnologie j am übergeordneten Bilanzraum, optimiert			

Prozessspezifische und prozessunspezifische Maßnahmen erhöhen in der Regel die Effizienz und senken den Energieverbrauch. Den Maßnahmeneffekt auf den spezifischen Strom- bzw. Brennstoffverbrauch je Prozess beschreibt Formel (4-110).

$$e_{st|bs,p,t} = e_{st|bs,p,t-1} - \sum_{j=1}^{n_{m,p}} e_{st|bs,\Delta,p,t,j} \cdot u_{x,m,p,t,j} \cdot pt_{m,bl,b,j} \cdot pt_{bl,p,j} \quad (4-110)$$

$e_{st bs,p,t}$	(MWh/t) Spezifischer Strom- bzw. Brennstoffverbrauch, Prozess, Zeitschritt t	$u_{x,m,p,t,j}$	(dl) Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme j, optimiert, Zeitschritt t
$e_{st bs,p,t-1}$	(MWh/t) Spezifischer Strom- bzw. Brennstoffverbrauch, Prozess, Vorjahr (t-1)	$pt_{m,bl,b,j}$	(dl) Anteil des Maßnahmenbilanzraums j am übergeordneten Bilanzraum, Beginn des Jahres (b)
$e_{st bs,\Delta,p,t,j}$	(MWh/t) Spezifische Strom bzw. Brennstoffänderung, Prozessmaßnahme j, Zeitschritt t	$pt_{bl,p,j}$	(dl) Anteil des Bilanzraums am Prozess, Prozessmaßnahme j
$n_{m,p}$	(Stk) Anzahl Maßnahmen je Prozess		

Den auf die spezifischen Strom- bzw. Brennstoffverbräuche wirkenden Effekt prozessunspezifischer Maßnahmen legt Formel (4-111) dar. Die Differenz aus Zuführung und Entnahme bestimmt die spezifisch eingesparte Energie. Den in der Optimierung um die Dimension des Alters verringerten Anlagenbestand der Maßnahmentechnologien segmentiert das Modul abschließend auf Basis des FIFO-Prinzips (vgl. Abschnitt 4.2.2). Das FIFO-Prinzip entnimmt ältere Anlagen zuerst. Der Anlagenbestand des Vorjahres sowie dessen optimierte Veränderung fließen in die Neuberechnung ein.

$$e_{st|bs,u,t} = e_{st|bs,u,t-1} - \sum_{j=1}^{n_{m,u}} (u_{xin,m,u,t,j} - u_{xout,m,u,t,j}) \cdot e_{st|bs,\Delta,u,t,j} \quad (4-111)$$

$e_{st bs,u,t}$	(MWh/t) Spezifischer Strom- bzw. Brennstoffverbrauch, Prozessspezifisch, Zeitschritt t	$n_{m,u}$	(Stk) Anzahl Maßnahmen je prozessunspezifischer Instanz
$e_{st bs,u,t-1}$	(MWh/t) Spezifischer Strom bzw. Brennstoffverbrauch, Prozessspezifisch, Vorjahr (t-1) oder aus Iterationen	$u_{xin,m,u,t,j}$	(dl) Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme j, optimiert, Zeitschritt t
$e_{st bs,\Delta,u,t,j}$	(MWh/t) Spezifische Strom- bzw. Brennstoffänderung, prozessunspezifische Maßnahme j, Zeitschritt t	$u_{xout,m,u,t,j}$	(dl) Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessunspezifische Maßnahme j, optimiert, Zeitschritt t

4.3.3 Modul 3: Thermoprozessanlagen und Brenner

Modul 3 optimiert den Einsatz generischer Thermoprozessanlagen (<500 °C) und Brenner (>500 °C) zur Wärmeerzeugung. Die industrielle Wärmeerzeugung umfasst die Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und fünf Temperaturstufen der Prozesswärme. Die Wärmeerzeuger konkurrieren um den Einsatz zur Deckung des Wärmebedarfs übergeordneter Prozesse und prozessunspezifischer Instanzen.

Die prinzipielle Funktionsweise des dritten Moduls visualisiert Abbildung 4-10. Die beiden linken Spalten des Beispiels (1, 2) umfassen die wärmerlevanten Parameter der Methanolherstellung in den Anwendungen Raumwärme sowie Prozesswärme zwischen 500 und 1000 °C. Die Anwendungen benötigen Wärme in Höhe von 15 bzw. 330 kWh/t. Das rechte Drittel (3) der Abbildung greift die Prozesswärme des Fahrzeugbaus zwischen 100 und 200 °C auf. Der Bedarf an Nutzwärme, bezogen auf die Bruttowertschöpfung der übergeordneten prozessunspezifischen Instanz, beträgt 26 kWh/t€. Wärmeanwendungen im industriellen Temperaturband unter 500 °C benötigen überwiegend Heißwasser und Dampf. Generische Thermoprozessanlagen wie Gas- und Ölkessel decken den Bedarf (1, 3). Im industriellen Temperaturband über 500 °C liefern spezielle Prozessanlagen Wärme für die Produktion. Statt die vollständige Prozessanlage im Temperaturband über 500 °C zu ersetzen, tauscht das Modul demgemäß ausschließlich die Brennertechnologien (2). Fallübergreifend (1, 2, 3) wetteifern die individuellen Technologien auf Kostenbasis um den Einsatz zur Deckung der industriellen Wärmeerzeugung. Den Nutzungsgrad ζ berücksichtigend, wandeln die Erzeugungsanlagen die eingehende Endenergieträger in

Nutzwärme um. Die erzeugte Wärme muss stets ausreichen, um den Anforderungen des Prozesses und der prozessunspezifischen Instanz zu genügen. Eine Liste mit den relevanten Optimierungsvariablen des Moduls enthalten Tabelle 10-65 und Tabelle 10-68 in Abschnitt 10.5 im Anhang.

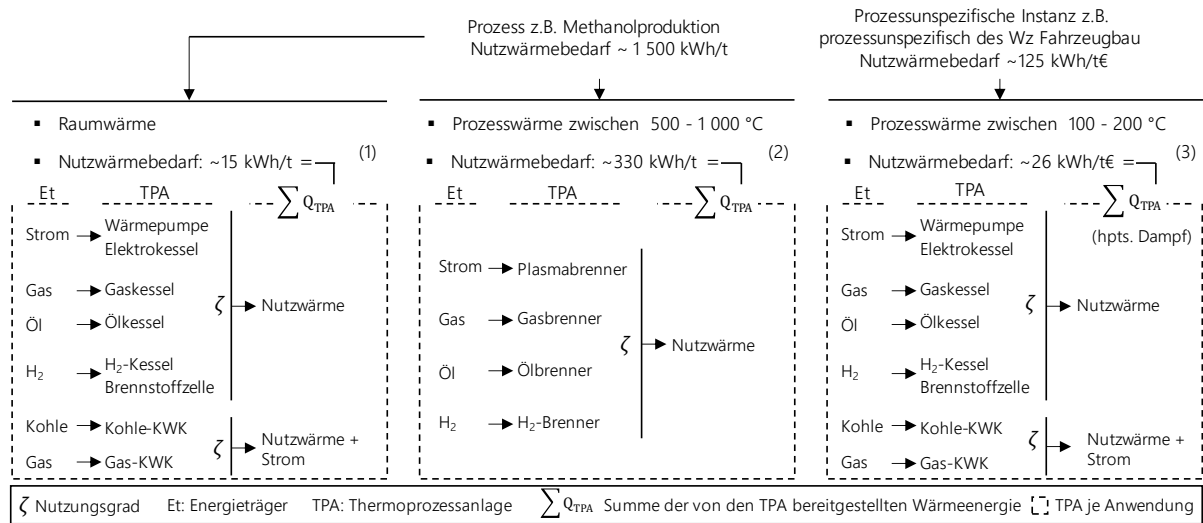


Abbildung 4-10: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des dritten Moduls

4.3.3.1 Zielfunktion

Generell nutzt das dritte die Formeln des ersten Moduls zur Konstruktion der Zielfunktion. Materialkosten fallen bei Thermoprozessanlagen jedoch nicht an. Darüber hinaus erhalten KWK-Anlagen eine Stromgutschrift, welche die zusätzliche Auskopplung von Strom honoriert.

Spezifische Parameter prozessspezifischer und prozessunspezifischer Thermoprozessanlagen und Brenner bedienen sich der erzeugten Wärme als Umsetzungsparameter (MWh). Tabelle 4-12 fasst die Kostenarten der Zielfunktion (4-116) des dritten linearen Optimierungsmoduls zusammen.

Tabelle 4-12: Kostenarten der Zielfunktion des dritten Moduls

Formel	Kapitalkosten	Formel	Betriebskosten
(4-12)	Annuitätische Investitionen	(4-15)	Betrieb und Instandhaltung
(4-14)	Abschreibung vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer	(4-112)	Energieeinsatz
		(4-113)	Stromgutschrift für KWK-Anlagen (negativ)
		(4-114)	Energiebedingte Emissionen

Die annuitätischen Investitionen berechnen sich nach Formel (4-12). Analog zum Maßnahmenmodul zieht das dritte Modul gleichfalls den durchschnittlichen Buchwert heran, um die Sonderabschreibungen vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer zu ermitteln. Die Berechnung erfolgt anhand der Formel in (4-14). Um die Kosten für die Instandhaltung von Thermoprozessanlagen und Brennern zu ermitteln, verwendet das dritte Modul Formel (4-15). Die Kosten des Energieeinsatzes ergeben sich nach Formel (4-112).

$$C_{e,tp} = u_{x,tp} \cdot \left[pt_{ast,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{st,tp}} \cdot c_{st} + pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,tp,j} \cdot c_{bs,j} \right] \quad (4-112)$$

$C_{e,tp}$	(€)	Energiekosten, Thermoprozessanlage (TPA)	$\zeta_{st,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Strom, TPA
$c_{bs,j}$	(€/MWh)	Spezifische Kosten je Brennstoff j	$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA
c_{st}	(€/MWh)	Spezifische Stromkosten	$pt_{bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA
$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert	$pt_{ast,tp}$	(dl)	Stromanteil an Wärmeerzeugung, TPA

Um auf die zur Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger zurückzurechnen, bildet und gebraucht Formel (4-112) den Kehrwert des Nutzungsgrads. Um die Formeln sowohl für strom- als auch brennstoffbasierte Thermoprozessanlagen verwenden zu können, definieren die Gleichungen den Strom- bzw. Brennstoffanteil an der Wärmeerzeugung. Stromnutzende Thermoprozessanlagen weisen einen Brennstoffanteil von Null auf und umgekehrt. Lediglich die synthetische Referenz, welche den gesammelten Technologiebestand je Wärmeanwendung im Status Quo subsumiert (vgl. Abschnitt 4.1.2), kann einen positiven Strom- und Brennstoffanteil enthalten.

Die Stromgutschrift der KWK-Anlagen orientiert sich an der ausgekoppelten Stromerzeugung und den Stromerlösen, welche vereinfachend den negatierten Stromkosten entsprechen. Formel (4-113) berechnet die Stromgutschrift.

$$C_{stg,tp} = -c_{st} \cdot u_{x,tp} \cdot pt_{ste,tp} \quad (4-113)$$

$C_{stg,tp}$	(€)	Negative Kosten der Stromerzeugung (Gutschrift), TPA	c_{st}	(€/MWh)	Spezifische Stromkosten
$pt_{ste,tp}$	(dl)	Anteil der Stromerzeugung bezogen auf die Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen	$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert

Die Emissionskosten der Thermoprozessanlagen und Brenner ergeben sich weiterhin nach Formel (4-114).

$$C_{em,tp} = c_{CO_2} \cdot u_{x,tp} \cdot \left(pt_{ast,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{st,tp}} \cdot em_{st} + pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,tp,j} \cdot em_{bs,e,j} \right) \quad (4-114)$$

$C_{em,tp}$	(€)	Emissionskosten, TPA	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$pt_{ast,tp}$	(dl)	Stromanteil an Wärmeerzeugung, TPA	$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert
$\zeta_{st,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Strom, TPA	c_{CO_2}	(€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten
$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe
			$pt_{bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA

Formel (4-115) ermittelt die Gesamtkosten je Thermoprozessanlage und Brenner. Neben den Ergebnissen der Formeln (4-112), (4-113) und (4-114) fließen die annuitätischen Investitionen, die Kosten für die Anlagenentnahme vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer und die fixen Betriebskosten in die Gesamtgleichung ein.

$$C_{tp} = C_{inv,tp} + C_{out,\delta,tp} + C_{fBk,tp} + C_{e,tp} + C_{em,tp} + C_{stg,tp} \quad (4-115)$$

C_{tp}	(€)	Gesamtkosten, Thermoprozessanlage (TPA)	$C_{inv,tp}$	(€)	Kosten der Investition, TPA
$C_{out,\delta,tp}$	(€)	Kosten der Anlagenentnahme vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, TPA	$C_{fBk,tp}$	(€)	Fixe Betriebskosten, TPA
$C_{e,tp}$	(€)	Energiekosten, TPA	$C_{em,tp}$	(€)	Emissionskosten, TPA
$C_{stg,tp}$	(€)	Negative Kosten der Stromerzeugung (Gutschrift), TPA			

Die Kosten der CO₂-Luftabscheidung (Formel (4-23)) sowie die generischen Komponenten (4-24) werden ebenfalls in der Zielfunktion des dritten Moduls berücksichtigt.

Darüber hinaus gehen die vom dritten Modul beeinflussten Kosten der weiteren Module in die Kostenfunktion ein. Dafür greift das dritte auf die Kostenfunktionen der weiteren Module zu (vgl. Tabelle 10-71 im Anhang).

Die Zielfunktion zur Optimierung des Einsatzes von Thermoprozessanlagen und Brennern ergibt sich nach Formel (4-116).

$$\min C_{m_3} = C_{tpg} + C_{LA} + C_{gen} + C_{wm} \quad (4-116)$$

C_{m_3} (€)	Zu minimierende Gesamtkosten des dritten Moduls	C_{tpg} (€)	Gesamtkosten, Thermoprozessanlagen
C_{LA} (€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung	C_{gen} (€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs
C_{wm} (€)	Durch optimiertes Modul veränderte Kosten weiterer Module		

4.3.3.2 Emissions- und Energierestriktion

Tabelle 4-13 fasst die Formeln der Emissions- und Energierestriktion je Modulkomponente zusammen und gibt einen Überblick über die konstanten Umsetzungsparameter im Modul. Darüber hinaus charakterisiert die Tabelle die CO₂-Emissionen und den Brennstoffverbrauch hinsichtlich ihrer Vorzeichen.

Tabelle 4-13: Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, drittes Modul

Modellkomponente	UP ^{1,2}	CO ₂ : pos.(+) / neg.(-) / div.(~) & Formeln	Bs ⁴ : (+) / (-) / (~), & Formeln
Prozesse, ohne TPA ³	o	+ (4-26)	+ (4-37)
Prozessunspezifische Instanzen, ohne TPA	o	+ (4-27)	+ (4-38)
TPA, Prozesse und prozessunspez. Instanzen	x	+ (4-117)	+ (4-124)
CO ₂ -Prozessabscheidung	o	Abscheidung, ohne TPA	- (4-28)
		Abscheidung, mit TPA	- (4-118)
		Energieeigenverbrauch	+ (4-32)
CO ₂ -Luftabscheidung	x	Abscheidung, EV ⁵ -Emissionen	- (4-33)
		Energieeigenverbrauch	+ (4-34)
CO ₂ - bzw. Brennstoffminderung generisch	x	- in (4-123)	+ (4-39)
Gesamtgleichung und Restriktion		- in (4-123)	- in (4-125)
		(4-123)	(4-125)

¹UP: Umsetzungsparameter, im Modul optimiert; ²x: Trifft zu; o: Trifft nicht zu; ³TPA: Thermoprozessanlage; ⁴Brennstoffe; ⁵Eigenverbrauch

Die Optimierung von Thermoprozessanlagen und Brennern ist auf die Anwendungen Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme begrenzt. Die technoökonomischen Parameter der restlichen Strom-²³ und Brennstoffanwendungen²⁴ ändern sich im Modul nicht. Das Modell extrahiert in diesem Kontext die spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuche der konstanten Anwendungen. Diese nutzend, leitet Formel (4-26) die Emissionen der konstanten Prozessanwendungen ab. Formel (4-27) hingegen erschließt die Emissionen konstanter Anwendungen von prozessunspezifischen Instanzen. Formel (4-117) bestimmt die Emissionen der optimierten Thermoprozessanlagen und Brenner.

$$M_{CO_2,tp} = u_{x,tp} \cdot \left(pt_{ast,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{st,tp}} \cdot em_{st} + pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,tp,j} \cdot em_{bs,e,j} \right) \quad (4-117)$$

$M_{CO_2,tp}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, TPA	$pt_{ast,tp}$	(dl)	Stromanteil an Wärmeerzeugung, TPA
$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert	$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA
$\zeta_{st,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Strom, TPA	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$pt_{bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA

Um die segregierten Emissionen der CO₂-Prozessabscheidung zu errechnen, ist der spezifische Brennstoffverbrauch nach Anwendungen aufzuschlüsseln. Konstante Anwendungen verwenden Formel (4-28) des ersten Moduls, um die abgeschiedenen und gespeicherten CO₂-Emissionen abzuleiten. Im Gegensatz zum ersten greift das dritte Modul auf die extrahierten, anwendungsscharfen Anteile des spezifischen Brennstoffverbrauchs und der Brennstoffaufteilung zurück. Ferner verwendet das dritte Modul die bereits optimierte und nun konstante Produktionsmenge des ersten Moduls.

²³ Stromanwendungen: Prozesskälte, Klimakälte, Druckluft, Pumpen, IKT, sonstige mechanische Energie und Beleuchtung

²⁴ Mechanische Energie

Formel (4-118) hingegen ermittelt die abgeschiedenen und gespeicherten CO₂-Emissionen der mittels Thermoprozessanlagen und Brennern versorgten Anwendungen der Industrie.

$$M_{CO_2,cc,tp} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot u_{x,tp} \cdot pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,tp,j} \cdot em_{bs,d,j} \cdot pt_{stor,j} \quad (4-118)$$

$pt_{bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA	pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA
$pt_{stor,j}$	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung je Brennstoff j	$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt
$M_{CO_2,cc,tp}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, TPA	$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA

Um die spezifischen, technischen Parameter der CO₂-Prozessabscheidung zu skalieren, welche sich auf die abgeschiedenen CO₂-Emissionen beziehen, berechnen die Formeln (4-119) und (4-120) Letztere. Im Modul konstante Anwendungen verwenden Formel (4-119), Wärmeanwendungen hingegen Formel (4-120).

Die abgeschiedenen Emissionen bilden die Grundlage, um den Strom- und Brennstoffeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung in den Formeln (4-121) und (4-122) festzustellen.

$$M_{CO_2,cc,o} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot m_p \cdot \left[em_{p,p} + \sum_{l=1}^{n_{aw,bs,o}} \sum_{j=1}^{n_{bs}} e_{bsa,l} \cdot pt_{bs,aw,p,l,j} \cdot em_{bs,d,j} \right] \quad (4-119)$$

$$M_{CO_2,cc,tp} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot u_{x,tp} \cdot pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,tp,j} \cdot em_{bs,d,j} \quad (4-120)$$

$$E_{st,cc} = (M_{CO_2,cc,o} + M_{CO_2,cc,tp}) \cdot e_{st,cc} \quad (4-121)$$

$$\vec{E}_{bs,cc} = (M_{CO_2,cc,o} + M_{CO_2,cc,tp}) \cdot e_{bs,cc} \cdot \vec{pt}_{bs,cc} \quad (4-122)$$

$M_{CO_2,cc,o}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Anwendungen ohne TPA	$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$M_{CO_2,cc,tp}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, TPA	$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert
$E_{st,cc}$	(MWh)	Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$\vec{E}_{bs,cc}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$\vec{pt}_{bs,cc}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{st,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$pt_{bs,aw,p,l,j}$	(dl)	Anteil je Anwendung l und Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	$e_{bsa,l}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch je Anwendung l, Prozess
$n_{aw,bs,o}$	(Stk)	Anzahl Brennstoffanwendungen ohne TPA	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe
pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess	$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA
$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA	$pt_{bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA
m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess	$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess

Neben den bereits im Abschnitt thematisierten gehen die weiteren Modellkomponenten aus Tabelle 4-13 (z. B. Emissionen des Eigenverbrauchs der CO₂-Abscheidung und deren Abscheidung) in die Gesamtemissionen des dritten Moduls ein.

Die Gesamtemissionen und die damit verbundene Restriktion, welche die Einhaltung des vorgegebenen CO₂-Verminderungsziels sicherstellt, ergeben sich nach den Formeln in (4-123).

$$M_{CO_2,m_3} = [M_{CO_2,p,o_g} + M_{CO_2,u,o_g} + M_{CO_2,tp_g} + M_{CO_2,cceig_g} + M_{CO_2,LA}] - [M_{CO_2,cc,o_g} + M_{CO_2,cc,tp_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} + u_{x,em,cc}] \quad (4-123)$$

$$M_{CO_2,m_3} \leq M_{CO_2,r}$$

M_{CO_2,m_3}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Industrie, Modul 3	$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie
$M_{CO_2,cceig_g}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$M_{CO_2,r}$	(tCO ₂)	Jahresspezifische Emissionsrestriktion, Industrie (z. B max. 120 MtCO ₂ pro Jahr)
$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung	M_{CO_2,p,o_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Prozessanwendungen ohne TPA, gesamt
$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, optimiert	M_{CO_2,cc,o_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Anwendungen ohne TPA, gesamt
$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	M_{CO_2,u,o_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, prozessunspezifische Anwendungen ohne TPA, gesamt
M_{CO_2,cc,tp_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, TPA, gesamt	M_{CO_2,tp_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, TPA, gesamt

Die in Deutschland gesetzlich begrenzte CO₂-Speichermenge hält das dritte ebenso wie das erste Modul nach Formel (4-36) ein.

Um der vorgegebenen Energierestriktionen nachzukommen, berechnet das Modul den Energieverbrauch je Modulkomponente. Das Modul extrahiert die spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuche der konstanten Anwendungen. Formel (4-37) bestimmt den Brennstoffverbrauch der konstanten Anwendungen je Prozess, Formel (4-38) den von prozessunspezifischen Instanzen. Formel (4-124) ergänzt den optimierten Brennstoffverbrauch der Thermoprozessanlagen und Brenner.

$$\vec{E}_{bs,tp} = E_{bs,tp,b} = u_{x,tp} \cdot pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot pt_{bs,tp,b} \text{ mit } b \in \{bs_{r,1} \dots bs_{r,n}\} \quad (4-124)$$

$\vec{E}_{bs,tp}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, TPA	$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA
$pt_{bs,tp,b}$	(dl)	Anteil je Brennstoff b am Brennstoffverbrauch, TPA	bs_r	(Stk)	Hinsichtlich der Energierestriktion relevante Brennstoffe von 1 bis Anzahl n
$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert	$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA

Den Brennstoffeigenverbrauch der CO₂-Abscheidung ermittelt Formel (4-122). Im Kontext der Brennstoffrestriktion sind nunmehr lediglich die begrenzten Brennstoffe auszuwählen. Wie das erste verwendet auch das dritte Modul Formel (4-39), um den Brennstoffverbrauch der CO₂-Luftabscheidung festzustellen. Den hinsichtlich der Restriktion relevanten Brennstoffverbrauch ermittelt Formel (4-125). Abschließend gibt die Ungleichung in Zeile 2 der Formel (4-125) den Maximalwert je Brennstoff vor.

$$\vec{E}_{bs,m_3} = \vec{E}_{bs,aw_o,p_g} + \vec{E}_{bs,aw_o,u_g} + \vec{E}_{bs,tp_g} + \vec{E}_{bs,cc_g} + \vec{E}_{bs,LA} - \vec{u}_{x,bs}$$

$$\vec{E}_{bs,m_3} \leq \vec{E}_{r,bs} \quad (4-125)$$

\vec{E}_{bs,m_3}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Modul 3	$\vec{E}_{r,bs}$	(MWh)	Vektor mit brennstoffscharfer Restriktion
$\vec{E}_{bs,LA}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung	\vec{E}_{bs,cc_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
\vec{E}_{bs,aw_o,u_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozessunspezifische Anwendungen ohne TPA, gesamt	$\vec{u}_{x,bs}$	(MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Brennstoffverbrauchs, sehr teure Option, optimiert
\vec{E}_{bs,aw_o,p_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozessanwendungen ohne TPA, gesamt	\vec{E}_{bs,tp_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, TPA, gesamt

4.3.3.3 Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls

Die Formeln prozessspezifischer und prozessunspezifischer Thermoprozessanlagen und Brenner unterscheiden sich in ihrer mathematischen Formulierung nicht. Demgemäß gelten sie gleichermaßen den Hauptfunktionen und Nebenbedingungen beider Modellkomponenten.

Thermoprozessanlagen und Brenner bedienen sich der Kontinuitätsgleichung (4-97) des zweiten Moduls, um ihren Anlagenbestand zu optimieren. Die Optimierung sieht den nach Alter segmentierten Anlagenbestandsvektor nur in aggregierter, skalarer Form. Die bereitgestellte Wärme dient als Umsetzungsparameter (MWh), um den Anlagenbestand abzubilden.

Wie das erste und zweite hat auch das dritte Modul die Möglichkeit, natürliche Reinvestitionszyklen beim Anlagenaustausch vorzugeben, um die Geschwindigkeit der Transformation zu begrenzen. Natürliche Reinvestitionszyklen beschränken die Anlagenentnahme von Thermoprozessanlagen und Brennern. Die Funktionsweise beschreiben die Formeln (4-56), (4-57), (4-58), (4-59) und Abbildung 4-7 des ersten Moduls. Statt die Produktionsmenge und deren Änderung zum Vorjahr verwendet das Modul jedoch die Wärmeerzeugung und die Änderung der nachgefragten Wärme (MWh). Die maximale Anlagenentnahme ermittelt schließlich Formel (4-60). Unabhängig von der Vorgabe natürlicher Reinvestition ist jedoch stets mindestens der Anlagenbestand am Ende der technischen Nutzungsdauer zu entnehmen. Formel (4-126) weist die Restriktion aus.

$$u_{xout,tp,t} \geq u_{tp,t-1,nd_t} \quad (4-126)$$

$u_{xout,tp,t}$ (MWh)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Wärmeerzeugung, TPA, optimiert, Zeitschritt t	$u_{tp,t-1,nd_t}$ (MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA, Vorjahr (t-1), Ende der Anlagenutzungsdauer nd_t
-----------------------	--	-------------------------	--

Formel (4-127) formuliert darüber hinaus die Anforderung, dass Thermoprozessanlagen und Brenner die benötigte Nutzwärme der Prozesse vollständig bereitstellen müssen. Die Anforderung gilt ebenso für Thermoprozessanlagen und Brenner prozessunspezifischer Instanzen.

$$\sum_{j=1}^{n_{tp,p}} u_{x,tp,j} = m_p \cdot q_p \quad (4-127)$$

$u_{x,tp,j}$ (MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, je TPA j	m_p (t)	Produktionsmenge, Prozess
$n_{tp,p}$ (Stk)	Anzahl Thermoprozessanlagen je Prozess	q_p (MWh/t)	Spezifischer Nutzwärmebedarf, Prozess

Neben der grundlegenden Funktionalität sind Restriktionen und Nebenbedingungen bei der Optimierung zu beachten. So sind einige Thermoprozessanlagen hinsichtlich ihrer Temperaturniveaus begrenzt. Industrielle Wärmepumpe erreichen bspw. maximal ein Temperaturniveau von ~140 bis 160 °C [157], [158]. Liegen Restriktionen in einem Temperaturspektrum vor, begrenzt Formel (4-128) den Einsatz der jeweiligen Thermoprozessanlagen.

$$u_{x,tp,b} \leq pt_{gw,tp,b} \cdot \sum_{j=1}^{n_{tp,aw}} u_{x,tp,j} \text{ mit } b = \{tp_{g,1} \dots tp_{g,n}\} \quad (4-128)$$

$u_{x,tp,j}$ (MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, je TPA j	b	- Index, Restriktionen TPA von 1 bis n
tp_g	- TPA 1 bis n mit Begrenzung hinsichtlich des Temperaturniveaus	$pt_{gw,tp,b}$ (dl)	Grenzwert, Anteil je Anwendung, je TPA b
$n_{tp,aw}$ (Stk)	Anzahl der Thermoprozessanlagen je Anwendung		

Den Einsatz von Thermoprozessanlagen, die aus technologischer Sicht noch nicht verfügbar sind, verhindert das Modul. Um den realen Anlagenbestand der Thermoprozessanlagen in der industriellen Transformation ableiten zu können, sind gleichfalls Investitionen in die synthetische Referenz unzulässig. Für beide Fälle gilt Formel (4-100).

4.3.3.4 Modulspezielle Auswertungen

Basierend auf der Zielfunktion und den Nebenbedingungen berechnet das Modul die kostenoptimale Lösung und wertet die Optimierungsergebnisse aus.

Nach der Optimierung ermitteln die Formeln in (4-129) den aktuellen Strom- und Brennstoffverbrauch der Thermoprozessanlagen und Brenner je Anwendung. Der Kehrwert des Nutzungsgrads rechnet die Wärmeerzeugung auf die eingesetzte Endenergieträger zurück. Das Ergebnis ist ein Vektor mit anwendungsscharfem Stromverbrauch bzw. eine Matrix mit anwendungs- und brennstoffscharfem Verbrauch (beide Endenergie) für die Wärmeanwendungen. Die Formeln in (4-129) gelten je Prozess und prozessunspezifischer Instanz und werden für diese separat berechnet.

$$\vec{E}_{st,aw_{tp}} = E_{st,aw_{tp},z} = \sum_{tp=1}^{n_{tp,st,z}} u_{x,tp,z} \cdot pt_{ast,tp,z} \cdot \frac{1}{\zeta_{st,tp,z}} \text{ mit } z = \{aw_{tp,1} \dots aw_{tp,n}\}$$

$$\vec{E}_{bs,aw_{tp}} = \vec{E}_{bs,aw_{tp},z} = \sum_{tp=1}^{n_{tp,bs,z}} u_{x,tp,z} \cdot pt_{abs,tp,z} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp,z}} \cdot \vec{pt}_{bs,tp,z} \text{ mit } z = \{aw_{tp,1} \dots aw_{tp,n}\}$$
(4-129)

$\vec{E}_{st,aw_{tp}}$	(MWh)	Vektor mit anwendungsscharfem Stromverbrauch, Anwendungen mit TPA	$pt_{ast,tp,z}$	(dl)	Stromanteil an Wärmeerzeugung, je TPA und Anwendung z
$\vec{E}_{bs,aw_{tp}}$	(MWh)	Matrix mit anwendungs- und brennstoffscharfem Verbrauch, Anwendungen mit TPA	$pt_{abs,tp,z}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, je TPA und Anwendung z
$n_{tp,bs,z}$	(Stk)	Anzahl der Thermoprozessanlagen je Anwendung z, brennstoffbasiert	$\zeta_{bs,tp,z}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, je TPA und Anwendung z
$u_{x,tp,z}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, je TPA und Anwendung z	$\zeta_{st,tp,z}$	(dl)	Nutzungsgrad, Strom, je TPA und Anwendung z
$\vec{pt}_{bs,tp,z}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung je TPA und Anwendung z	$n_{tp,st,z}$	(Stk)	Anzahl der Thermoprozessanlagen je Anwendung z, strombasiert
z	-	Index, Anwendungen mit TPA (Wärmeanwendungen)	$aw_{tp,1}$	-	Anwendungen mit TPA, von 1 bis zur Anzahl n

Die konstanten Strom- und Brennstoffanwendungen ändert die Optimierung nicht. Das Modell kombiniert die konstanten mit den optimierten Anwendungen. Das Ergebnis ist ein Vektor mit anwendungsscharfem Stromverbrauch bzw. eine Matrix mit anwendungs- und brennstoffscharfem Verbrauch, welche in die jeweiligen Prozesse und prozessunspezifische Instanzen eingliedert werden. Anhand der Ergebnisse ermittelt Formel (4-2) die prozentuale anwendungs- und energieträgerscharfe Strom- und Brennstoffverteilung. Gleichfalls dient Formel (4-2) zur Ableitung der aktuellen Anteile je Thermoprozessanlage an der Wärmeerzeugung je Anwendung. Die Neuberechnung des spezifischen Strom- und Brennstoffverbrauchs je Prozess und prozessunspezifischer Instanz beschließt die spezielle, energetische Auswertung des dritten Moduls.

Den in der Optimierung um die Dimension des Alters verringerten Anlagenbestand der Thermoprozessanlagen und Brenner segmentiert das Modul abschließend auf Basis des FIFO-Prinzips (vgl. Abschnitt 4.2.2).

4.3.4 Modul 4: CO₂-Prozessabscheidung

Das vierte Modul optimiert den Einsatz der CO₂-Abscheidung bei industriellen Prozessen auf Kostenbasis. Die CO₂-Abscheidung bedient sich der Produktionsmenge des übergeordneten Prozesses als Umsetzungsparameter. Als Parameterbezug nutzt die CO₂-Abscheidung die abgeschiedenen CO₂-Emissionen. Abbildung 4-11 visualisiert initial die grundlegende Funktionsweise des vierten Moduls.

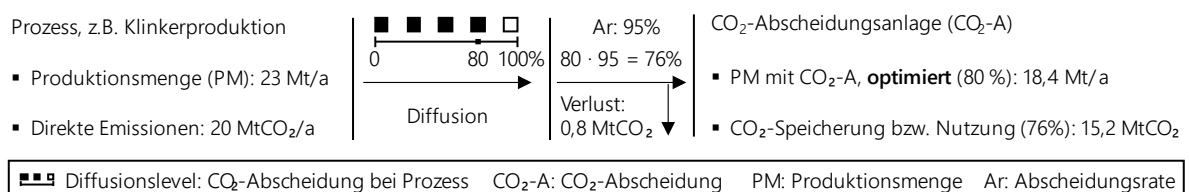


Abbildung 4-11: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des vierten Moduls

Die linke Seite der Abbildung weist grundlegende Informationen zur Produktionsmenge und den direkten Emissionen der Klinkerproduktion aus. Die Diffusion gibt den Anteil der mit CO₂-Abscheidungsanlagen „durchdrungenen“ Klinkerherstellung (z. B. in Deutschland) wieder.

Im Beispiel nutzen 80 % (18,4 Mt) der Klinker produzierenden Anlagen die CO₂-Abscheidung zur Verminderung der direkten Emissionen. Die Multiplikation aus Diffusion und Abscheiderate ergibt den Anteil der tatsächlich abgeschiedenen Emissionen (76 %). Die Abscheiderate spiegelt die nach aktuellem, technischem Stand begrenzte Fähigkeit von Abscheidungsanlagen zur vollständigen Abscheidung der CO₂-Emissionen wider. Im Beispiel entweichen 5 % (0,8 MtCO₂) der in die CO₂-Abscheidungsanlagen eingebrachten Emissionen ungewollt. Die Anlagen scheiden 15,2 MtCO₂ (76 %) der direkten Gesamtemissionen in Höhe von 20 MtCO₂ ab. Das abgeschiedene CO₂ wird anschließend entweder der Speicherung oder der Nutzung zugeführt. Tabelle 10-65 und Tabelle 10-69 im Abschnitt 10.5 listen die relevanten Optimierungsvariablen des Moduls.

4.3.4.1 Zielfunktion

Die Zielfunktion in (4-139) des vierten linearen Optimierungsproblems beinhaltet die in Tabelle 4-14 aufgeführten Kostenarten.

Tabelle 4-14: Kostenarten der Zielfunktion des vierten Moduls

Formel	Kapitalkosten	Formel	Betriebskosten
(4-131)	Annuitätische Investitionen	(4-132)	Betrieb und Instandhaltung
(4-14)	Abschreibung vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer	(4-133)	Energieeinsatz
		(4-134)	Energie- und prozessbedingte Emissionen
		(4-135)	Emissionseinsparung (negative Kosten)
		(4-136) & (4-137)	Transport und Speicherung von CO ₂

Generell verwendet das vierte die Formeln des ersten Moduls zur Konstruktion der Zielfunktion. Materialkosten wie Lösungsmittel und weitere Eingangsstoffe lässt das Modul jedoch außen vor.

Parameter des Moduls wie der spezifische Energieverbrauch und die spezifischen Kosten beziehen sich auf die abgeschiedene Menge an CO₂. Demgemäß ermittelt Formel (4-130) zunächst die direkten, spezifischen Gesamtemissionen des jeweiligen übergeordneten Prozesses.

$$em_{p,g} = em_{p,p} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,d,j} \quad (4-130)$$

$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe
$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess

Die annuitätischen Investitionen der CO₂-Abscheidungsanlagen berechnen sich nach Formel (4-131). Um den Umsetzungsparameter (Produktionsmenge) der CO₂-Abscheidung mit den restlichen Parametern multiplizieren zu können, rechnet Formel (4-131) die spezifischen Kosten (c_{inv}) mittels der spezifischen Gesamtemissionen des Prozesses ($em_{p,g}$) auf die Produktionsmenge des Prozesses zurück. Da sich die spezifischen Parameter auf die *abgeschiedenen* Emissionen beziehen, ist zudem die Abscheiderate zu berücksichtigen.

$$C_{inv,cc} = u_{xin,cc} \cdot em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot c_{inv} \cdot AF_a \quad (4-131)$$

$C_{inv,cc}$	(€)	Kosten der Investition, CO ₂ -Prozessabscheidung	$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess
$u_{xin,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	c_{inv}	(€/tCO ₂)	Spezifische Kosten der Investition, CO ₂ -Abscheidung
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	AF_a	(dl)	Annuitätenfaktor im Jahr a

Formel (4-14) weist die konkrete Berechnung des Buchwerts des Anlagenbestands von CO₂-Prozessabscheidungsanlagen aus. Wie das zweite und dritte nutzt das vierte Modul gleichfalls den durchschnittlichen Buchwert zur Bewertung der Anlagenentnahme vor dem Ende der ökonomischen Nutzungsdauer (Sonderabschreibungen).

Die fixen Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung ergeben sich nach Formel (4-132). Wiederum sind die spezifischen Kosten mittels der spezifischen Gesamtemissionen auf die Produktionsmenge zurückzurechnen.

$$C_{fBk,cc} = u_{x,cc} \cdot em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot c_{fBk} \quad (4-132)$$

$C_{fBk,cc}$	(€)	Fixe Betriebskosten, CO ₂ -Prozessabscheidung	c_{fBk}	(€/tCO ₂)	Spezifische, fixe Betriebskosten
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung			

Die Kosten des Energieeigenverbrauchs der CO₂-Prozessabscheidung stellt Formel (4-133) fest. Die Brennstoffaufteilung der CO₂-Prozessabscheidung ist in der Optimierung vom Prozess unabhängig.

$$C_{e,cc eig} = u_{x,cc} \cdot em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot \left[e_{st,cc} \cdot c_{st} + e_{bs,cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,cc,j} \cdot c_{bs,j} \right] \quad (4-133)$$

$C_{e,cc eig}$	(€)	Energiekosten, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{st,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	c_{st}	(€/MWh)	Spezifische Stromkosten
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	$c_{bs,j}$	(€/MWh)	Spezifische Kosten je Brennstoff j
$pt_{bs,cc,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung

Die Emissionskosten des Energieeigenverbrauchs der CO₂-Prozessabscheidung berechnet Formel (4-134).

$$C_{em,cc eig} = c_{CO_2} \cdot u_{x,cc} \cdot em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot \left[e_{st,cc} \cdot em_{st} + e_{bs,cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,cc,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-134)$$

$C_{em,cc eig}$	(€)	Emissionskosten, Energieeigenverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	$e_{st,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess
$pt_{bs,cc,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
c_{CO_2}	(€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten			

Die negativen Emissionskosten, welche durch die Verminderung des CO₂ infolge der Abscheidung entstehen, bildet Formel (4-135) ab. Nur abgeschiedene Emissionen des Prozesses, die auch beim CO₂-Ausstoß „positive“ Kosten verursacht hätten, generieren nun „negative“ Kosten (Erlöse).

$$C_{em,cc} = -c_{CO_2} \cdot u_{x,cc} \cdot ar_{cc} \cdot \left[em_{p,p} + e_{bs,p} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,p,j} \cdot em_{bs,e,j} \right] \quad (4-135)$$

$C_{em,cc}$	(€)	Negative Emissionskosten, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess	c_{CO_2}	(€/tCO ₂)	Spezifische CO ₂ -Emissionskosten
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe			

Die Kosten für den CO₂-Transport und die -Speicherung ermitteln die Formeln (4-136) und (4-137). Der Umfang der Formeln erklärt sich durch die jeweils erforderliche Rückrechnung der spezifischen Parameter von den abgetrennten Emissionen (Parameterbezug) auf die Produktionsmenge des Prozesses (Umsetzungsparameter).

$$C_{cc,tr} = c_{CO_2,tr} \cdot u_{x,cc} \cdot ar_{cc} \cdot \left[em_{p,g} + em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot e_{bs,cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{bs,cc,j} \cdot em_{bs,d,j} \right] \quad (4-136)$$

$$C_{cc,sr} = c_{CO_2,sr} \cdot u_{x,cc} \cdot ar_{cc} \cdot \left[em_{p,p} + \sum_{j=1}^{n_{bs}} (e_{bs,p} \cdot pt_{bs,p,j} + em_{p,g} \cdot ar_{cc} \cdot e_{bs,cc} \cdot pt_{bs,cc,j}) \cdot em_{bs,d,j} \cdot pt_{stor,j} \right] \quad (4-137)$$

$C_{cc,tr}$	(€)	Kosten für CO ₂ -Transport, CO ₂ -Prozessabscheidung	$c_{CO_2,tr}$	(€/tCO ₂)	Spezifische Kosten für CO ₂ -Transport
$C_{cc,sr}$	(€)	Kosten für CO ₂ -Speicherung, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$pt_{stor,j}$	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung je Brennstoff j	$c_{CO_2,sr}$	(€/tCO ₂)	Spezifische Kosten für CO ₂ -Speicherung
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	$em_{bs,d,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, Direkt
ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung	$pt_{bs,p,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, Prozess
$pt_{bs,cc,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$e_{bs,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, Prozess
$em_{p,g}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische direkte Gesamtemissionen, Prozess	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess			

Die je CO₂-Prozessabscheidung anfallenden Gesamtkosten ergeben sich schließlich nach Formel (4-138).

$$C_{cc} = C_{inv,cc} + C_{out,\delta,cc} + C_{fBk,cc} + C_{e,cc eig} + C_{em,cc eig} + C_{em,cc} + C_{cc,tr} + C_{cc,sr} \quad (4-138)$$

C_{cc}	(€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Prozessabscheidung	$C_{e,cc eig}$	(€)	Energiekosten, CO ₂ -Prozessabscheidung
$C_{em,cc}$	(€)	Negative Emissionskosten, CO ₂ -Prozessabscheidung	$C_{cc,tr}$	(€)	Kosten für CO ₂ -Transport, CO ₂ -Prozessabscheidung
$C_{cc,sr}$	(€)	Kosten für CO ₂ -Speicherung, CO ₂ -Prozessabscheidung	$C_{em,cc eig}$	(€)	Emissionskosten, Energieeigenverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$C_{inv,cc}$	(€)	Kosten der Investition, CO ₂ -Prozessabscheidung	$C_{out,\delta,cc}$	(€)	Kosten der Anlagenentnahme vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer, CO ₂ -Prozessabscheidung
$C_{fBk,cc}$	(€)	Fixe Betriebskosten, CO ₂ -Prozessabscheidung			

Zudem gehen die CO₂-Luftabscheidung nach Formel (4-23) sowie die generischen Komponenten nach Formel (4-24) in die Zielfunktion des vierten Moduls ein. Die Zielfunktion minimiert die Kosten nach (4-139).

$$\min C_{m_4} = C_{cc_g} + C_{LA} + C_{gen} \quad (4-139)$$

C_{m_4}	(€)	Zu minimierende Gesamtkosten des vierten Moduls	C_{LA}	(€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung
C_{gen}	(€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs	C_{cc_g}	(€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Prozessabscheidungen

4.3.4.2 Emissions- und Energierestriktion

Tabelle 4-15 fasst die Formeln der Emissions- und Energierestriktionen je Modulkomponente zusammen und gibt einen Überblick über die optimierten und konstanten Umsetzungsparameter des vierten Moduls.

Tabelle 4-15: Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, viertes Modul

Modellkomponente	UP ^{1,2}	CO ₂ : pos.(+) / neg.(-) / div.(~) & Formeln	Bs ⁴ : (+) / (-) / (~), & Formeln
Prozesse inkl. TPA ³	o	+ (4-26)	+ (4-37)
Prozessunspezifische Instanzen inkl. TPA	o	+ (4-27)	+ (4-38)
CO ₂ -Prozessabscheidung	x	Abscheidung	- (4-28) & (4-140)
		Energieeigenverbrauch	+ (4-32)
		Abscheidung, EV ⁵ -Emissionen	- (4-33)
CO ₂ -Luftabscheidung	x	Energieeigenverbrauch	+ (4-34)
		Abscheidung	- in (4-141)
CO ₂ - bzw. Brennstoffminderung generisch	x	- in (4-141)	- in (4-142)
Gesamtgleichung und Restriktion		(4-141)	(4-142)

¹UP: Umsetzungsparameter, im Modul optimiert; ²x: Trifft zu; o: Trifft nicht zu; ³TPA: Thermoprozessanlage; ⁴Brennstoffe; ⁵Eigenverbrauch

Die CO₂-Emissionen der im Modul konstanten Prozesse und prozessunspezifischen Instanzen ergeben sich nach den Formeln (4-26) und (4-27) des ersten Moduls.

Um die negativen Emissionen infolge der CO₂-Prozessabscheidung zu ermitteln, greift das vierte auf Formel (4-28) des ersten Moduls zurück. Statt der Produktionsmenge des Prozesses (m_p) und des CO₂-Abscheidungsanteils daran (pt_{cc}), wird der im vierten Modul optimierte Umsetzungsparameter ($u_{x,cc}$) herangezogen (Substitution 1, Formel (4-140)).

$$pt_{cc} = \frac{u_{x,cc}}{m_p} \Rightarrow pt_{cc} \cdot m_p = u_{x,cc} \quad (4-140)$$

pt_{cc}	(dl) Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess	m_p	(t) Produktionsmenge, Prozess
$u_{x,cc}$	(t) Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert		

Den Energieeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung sowie die daraus resultierenden CO₂-Emissionen berechnen die Formeln (4-29), (4-30), (4-31) und (4-32) des ersten Moduls. Substitution 1 ist gleichfalls anzuwenden. Die CO₂-Emissionen des Energieeigenverbrauchs werden in die CO₂-Abscheidungsanlage zurückgeführt und segregiert (Formel (4-33)). Die energiebedingten Emissionen der CO₂-Luftabscheidung ergeben sich nach Formel (4-34). Die Gesamtemissionen des vierten Moduls ermitteln die Formeln in (4-141). Die CO₂-Speicherrestriktion setzt Formel (4-36) um.

$$M_{CO_2,m_4} = [M_{CO_2,p_g} + M_{CO_2,u_g} + M_{CO_2,cceig_g} + M_{CO_2,LA}] - [M_{CO_2,cc_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} + u_{x,em,cc}] \quad (4-141)$$

$$M_{CO_2,m_4} \leq M_{CO_2,r}$$

M_{CO_2,m_4}	(tCO ₂) CO ₂ -Emissionen, Industrie, Modul 4	$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂) CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung
$M_{CO_2,r}$	(tCO ₂) Jahresspezifische Emissionsrestriktion, Industrie (z. B max. 120 MtCO ₂ pro Jahr)	M_{CO_2,cc_g}	(tCO ₂) Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozesse, gesamt
$M_{CO_2,cceig_g}$	(tCO ₂) CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂) CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie
$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂) Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂) Umsetzungsparameter, generische CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, optimiert
M_{CO_2,u_g}	(tCO ₂) CO ₂ -Ausstoß, prozessunspezifisch, gesamt	M_{CO_2,p_g}	(tCO ₂) CO ₂ -Ausstoß, Prozesse, gesamt

Die Formeln zur Berechnung des Energieverbrauchs und der -restriktion des vierten Moduls entsprechen im Wesentlichen denen des ersten Moduls. Formel (4-31) berücksichtigt Substitution 1, um den Brennstoffeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung abzuleiten. Im Gegensatz zum ersten sind die Prozesse und prozessunspezifischen Instanzen im vierten Modul konstant.

Der restriktionsrelevante Brennstoffverbrauch ergibt sich nach Formel (4-142). Den Brennstoffverbrauch stellt Formel (4-142) in Zeile 2 der modulübergreifend geltenden Brennstoffrestriktion gegenüber.

$$\vec{E}_{bs,m_4} = \vec{E}_{bs,p_g} + \vec{E}_{bs,u_g} + \vec{E}_{bs,cc_g} + \vec{E}_{bs,LA} - \vec{u}_{x,bs}$$

$$\vec{E}_{bs,m_4} \leq \vec{E}_{r,bs}$$
(4-142)

\vec{E}_{bs,m_4} (MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Modul 4	$\vec{E}_{r,bs}$ (MWh)	Vektor mit brennstoffscharfer Restriktion (z. B. max. 120 TWh Biomasse)
\vec{E}_{bs,u_g} (MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, prozessunspezifische Instanzen, gesamt	\vec{E}_{bs,cc_g} (MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
$\vec{u}_{x,bs}$ (MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Brennstoffverbrauchs, sehr teure Option, optimiert	$\vec{E}_{bs,LA}$ (MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
\vec{E}_{bs,p_g} (MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozesse, gesamt		

4.3.4.3 Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls

Um den Anlagenbestand der CO₂-Prozessabscheidung zu optimieren, zieht das vierte Modul die Kontinuitätsgleichung (4-97) des zweiten Moduls heran. Ebenso wie die Maßnahmentechnologien aggregiert die Optimierung in Modul 4 den nach Alter segmentierten Vektor des Anlagenbestands und vermindert ihn so um die Dimension des Anlagenalters.

Die Optimierung des Anlagenaustauschs schränken natürliche Reinvestitionszyklen ein. Angesichts der bisher fehlenden Diffusion von CO₂-Abscheidungsanlagen in der deutschen Industrie, reduziert die natürliche Reinvestition im Gegensatz zu den vorherigen Modulen hauptsächlich Schwankungen im Zu- und Rückbau. Die Reinvestition der voraussichtlich frühestens ab 2025 investierten CO₂-Abscheidungsanlagen ist nicht vor 2045 zu erwarten [115].

Um die natürliche Reinvestition vorzugeben, beschränkt das vierte Modul die Anlagenentnahme. Die Funktionsweise richtet sich im Wesentlichen nach den Formeln (4-58), (4-59) und (4-60) des ersten Moduls. Minima und Maxima der mit CO₂-Abscheidung durchdrungenen Produktionsmenge des Prozesses sieht das Modul bisher nicht vor.

Formel (4-143) zieht den logischen Schluss, dass die Produktionsmenge der CO₂-Abscheidung höchstens der Produktionsmenge des Prozesses entsprechen darf.

$$u_{x,cc} \leq m_p$$
(4-143)

$u_{x,cc}$ (t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung, optimiert	m_p (t)	Produktionsmenge, Prozess
----------------	---	-----------	---------------------------

Unabhängig von der natürlichen Reinvestition gibt Formel (4-126) dem vierten wie dem dritten Modul vor, alle CO₂-Prozessabscheidungsanlagen am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer auszutauschen.

Aus heutiger technologischer Sicht befinden sich CO₂-Abscheidungsanlagen noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Zwar werden erste Anlagen bereits im Betrieb getestet, ein Markthochlauf ist jedoch kurzfristig trotzdem nicht zu erwarten [32], [114]. Die Diffusion von CO₂-Abscheidungsanlagen vor deren technischer Reife unterbindet Formel (4-100) des zweiten Moduls unter Berücksichtigung der Umsetzungsparameter des vierten Moduls.

4.3.4.4 Modulspezielle Auswertungen

Das vierte Modul berechnet anhand der Zielfunktion und den Nebenbedingungen die kostenoptimale Lösung. Daran anschließend wertet das Modul die Optimierungsergebnisse aus.

Das Modul übernimmt den Umsetzungsparameter der CO₂-Abscheidung aus der Optimierung und berechnet anhand der spezifischen Parameter die skalierten technischen Parameter. Die technischen

Parameter subsumieren u. a. den Strom- und Brennstoffverbrauch, die energiebedingten Emissionen und die CO₂-Abscheidung der Eigenverbrauchsemissionen. Nach Formel (4-140) berechnet das Modul den Anteil der CO₂-Abscheidung am übergeordneten Prozess. Dieser wiederum dient zur Berechnung der im Prozess abgeschiedenen Emissionen.

Den in der Optimierung um die Dimension des Alters verminderten Anlagenbestand der CO₂-Prozessabscheidung segmentiert das Modul abschließend erneut auf Basis des FIFO-Prinzips. Der Anlagenbestand des Vorjahres sowie dessen optimierte Veränderung fließen in die Neuberechnung ein.

4.3.5 Modul 5: Brennstoffeinsatz

Modul 5 optimiert den Brennstoffmix von Thermoprozessanlagen und Brennern in den industriellen Wärmeanwendungen Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Gleichfalls optimiert es die Brennstoffnutzung zur Erzeugung von mechanischer Energie. Das Modul baut auf bestehende Technologien auf. Es optimiert den Brennstoffeinsatz demgemäß ohne technologische Veränderung. Abbildung 4-12 visualisiert die prinzipielle Funktionsweise des fünften Moduls.

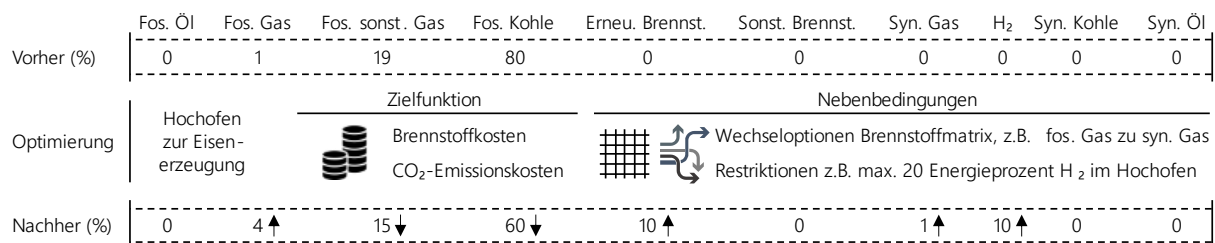


Abbildung 4-12: Schematische Darstellung der prinzipiellen Funktionsweise des fünften Moduls

Das Beispiel in Abbildung 4-12 weist den Brennstoffmix des Hochofens vor und nach der Optimierung aus. Das Modell verschiebt Brennstoffanteile (%) ohne technologische Veränderung auf Kostenbasis. Brennstoff- und CO₂-Kosten fließen in die Zielfunktion ein. Nebenbedingungen, welche alternative Brennstoffoptionen (Matrixgitter) sowie minimale und maximale Brennstoffanteile vorgeben (Pfeile), begrenzen den Wechsel. Beispielsweise kann fossiles durch synthetisches Gas ersetzt werden. Weiterhin beschränkt sich der Wasserstoffanteil aufgrund der technischen Gegebenheiten im Hochofen auf ~20 % (Energie) [159], [160], [161]. Das Beispiel reduziert den Anteil von fossiler Kohle und fossilen sonstigen Gasen. Gleichzeitig erhöht es den Anteil von fossilen Gasen, biogenen Brennstoffen, Wasserstoff und synthetischem Gas. Im Gegensatz zu dem aus makroökonomischer Perspektive optimierten Brennstoffeinsatz setzen die Modellierer in [22] auf eine Nutzenfunktion zur Bestimmung des industriellen Brennstoffverbrauchs. In die Nutzenfunktion fließen neben den Kosten weitere Faktoren ein, welche die Akteursperspektive betonen [22].

Der in den nachfolgenden Abschnitten entwickelte Formelsatz gilt gleichermaßen für Thermoprozessanlagen und Brenner von Prozessen und prozessspezifischen Instanzen. Tabelle 10-65 und Tabelle 10-70 in Abschnitt 10.5 des Anhangs listen die relevanten Optimierungsvariablen des Moduls.

4.3.5.1 Zielfunktion

Da Modul 5 den Brennstoffeinsatz ohne Technologiewechsel optimiert, entfallen die Kapitalkosten modulspezieller Komponenten. Die optimierten Betriebskosten des fünften Moduls umfassen lediglich den Brennstoffeinsatz sowie die daraus resultierenden brennstoffbedingten Emissionen.

Formel (4-112) ermittelt die Kosten des Brennstoffeinsatzes, Formel (4-114) die Kosten der brennstoffbedingten Emissionen. Da lediglich der Brennstoffeinsatz optimiert wird, entfallen die Stromkomponenten der Gleichungen. Der Umsetzungsparameter der Thermoprozessanlagen ist konstant, wohingegen das Modul die Brennstoffanteile optimiert.

Außerdem gehen die CO₂-Luftabscheidung (vgl. Formel (4-23)) sowie die generischen Komponenten (vgl. Formel (4-24)) in die Zielfunktion des fünften Moduls ein. Die vom fünften Modul beeinflussten Kosten der weiteren Module sind ebenfalls in der Kostenfunktion zu berücksichtigen. Dafür greift das fünfte auf die Kostenfunktionen der weiteren Module zu (vgl. Tabelle 10-71 im Anhang). Formel (4-139) minimiert die Gesamtkosten der Zielfunktion.

$$\min C_{m_5} = C_{e,tp_g} + C_{em,tp_g} + C_{LA} + C_{gen} + C_{wm} \quad (4-144)$$

C_{m_5}	(€)	Zu minimierende Gesamtkosten des fünften Moduls	C_{LA}	(€)	Gesamtkosten, CO ₂ -Luftabscheidung
C_{e,tp_g}	(€)	Energiekosten, Thermoprozessanlagen (TPA), gesamt	C_{em,tp_g}	(€)	Emissionskosten, TPA, gesamt
C_{gen}	(€)	Kosten generischer CO ₂ -Verminderung und -Speicherung sowie der Reduzierung des brennstoffscharfen Verbrauchs	C_{wm}	(€)	Durch optimiertes Modul veränderte Kosten weiterer Module

4.3.5.2 Emissions- und Energierestriktion

Tabelle 4-16 fasst die Formeln der Emissions- und Energierestriktionen je Modellkomponente zusammen, gibt einen Überblick zu den optimierten Umsetzungsparametern und kennzeichnet die Modellkomponenten, deren Brennstoffverteilung im Modul optimiert wird.

Tabelle 4-16: Emissions- und Energierestriktionen, Modellkomponenten und Formeln, fünftes Modul

Modellkomponente	UP ^{1,2}	Bsv. opt ⁵	CO ₂ : pos.(+) / neg.(-) / div.(~) & Formeln			Bs ³ : (+) / (-) / (~), & Formeln	
Prozesse inkl. Thermoprozessanlage (TPA)	o	x		+	(4-145)		
Prozessunspezifische Instanzen inkl. TPA	o	x		+	(4-145)	+	(4-124)
			Abscheidung	-	(4-147)		
CO ₂ -Prozessabscheidung	o	o	Energieeigenverbrauch	+	(4-32)	+	(4-150) & in (4-152)
			Abscheidung, EV ⁴ -Emissionen	-	(4-33)		
CO ₂ -Luftabscheidung	x	o	Energieeigenverbrauch	+	(4-34)	+	(4-39)
			Abscheidung	-	in (4-151)		
CO ₂ - bzw. Brennstoffminderung generisch	x			-	in (4-151)	-	in (4-152)
Gesamtgleichung und Restriktion					(4-151)		(4-152)

¹UP: Umsetzungsparameter, im Modul optimiert; ²x: Trifft zu; o: Trifft nicht zu; ³Brennstoffe, ⁴Eigenverbrauch, ⁵Brennstoffverteilung optimiert

Formel (4-145) ermittelt die Emissionen der Prozesse und prozessunspezifischen Instanzen. Die Produktionsmenge ersetzen prozessunspezifische Instanzen in der Formel durch die Bruttowertschöpfung und die ausgewiesenen durch ihre spezifischen Parameter. Da das Modul die Brennstoffaufteilung der Thermoprozessanlagen und Brenner optimiert, splittet Formel (4-145) die brennstoffbasierten, industriellen Wärmeanwendungen auf Technologieebene.

Die Brennstoffverbräuche in der mechanischen Energie sind mutmaßlich darauf zurückzuführen, dass die Energie- und Anwendungsbilanzen Fahrzeuge teilweise im Industriesektor bilanzieren. Da die ISI Anwendungsbilanz ausschließlich End- und nicht Nutzenergien ausweist [75], behandelt Formel (4-145) die Brennstoffverbräuche in der mechanischen Energie vereinfachend wie eine Thermoprozessanlage mit Nutzungsgrad „1“.

$$M_{CO_2,p} = u_{tp} \cdot pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{x,bs,tp,j} \cdot em_{bs,e,j} + m_p \cdot (e_{st,p} \cdot em_{st} + em_{p,p}) \quad (4-145)$$

$M_{CO_2,p}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, Prozess	$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess
u_{tp}	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA	$em_{bs,e,j}$	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Emissionen je Brennstoff j, EE
$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA	$e_{st,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Stromverbrauch, Prozess
$pt_{x,bs,tp,j}$	(dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, TPA, optimiert	em_{st}	(tCO ₂ /MWh)	Spezifische Stromemissionen
$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA	m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe			

Die Formeln (4-146) und (4-147) ermitteln die durch den optimierten Brennstoffmix veränderten, abgeschiedenen Emissionen der CO₂-Prozessabscheidung. Die Vektoren in (4-146) werden elementweise multipliziert.

$$\vec{M}_{CO_2,bs,p} = \vec{em}_{bs,d} \circ \sum_{tp=1}^{n_{tp,p}} u_{tp} \cdot pt_{abs,tp} \cdot \frac{1}{\zeta_{bs,tp}} \cdot \vec{pt}_{x,bs,tp} \quad (4-146)$$

$$M_{CO_2,cc} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot \left(m_p \cdot em_{p,p} + \sum_{j=1}^{n_{bs}} M_{CO_2,bs,p,j} \cdot pt_{stor,j} \right) \quad (4-147)$$

$\vec{M}_{CO_2,bs,p}$	(tCO ₂)	Vektor mit brennstoffbedingten Emissionen, Prozess	$\vec{em}_{bs,d}$	(tCO ₂ /MWh)	Vektor mit spezifischen Brennstoffemissionen, Direkt
$M_{CO_2,cc}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozess	$pt_{stor,j}$	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung je Brennstoff j
pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess	ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung
$n_{tp,p}$	(Stk)	Anzahl TPA je Prozess	u_{tp}	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, TPA
$pt_{abs,tp}$	(dl)	Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, TPA	$\zeta_{bs,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Brennstoff, TPA
n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe	$\vec{pt}_{x,bs,tp}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung, TPA, optimiert
m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess	$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess

Den Energieeigenverbrauch der CO₂-Prozessabscheidung stellen die Formeln (4-149) und (4-150) fest. Darauf basierend ermittelt Formel (4-32) die Emissionen des Eigenverbrauchs. Formel (4-33) berechnet darüber hinaus die abgeschiedenen Emissionen des Eigenverbrauchs, welche zuvor in die CO₂-Abscheidungsanlagen zurückgeführt werden.

Die energiebedingten Emissionen der CO₂-Luftabscheidung legt das fünfte anhand Formel (4-34) des ersten Moduls fest.

$$M_{CO_2,cc,a} = ar_{cc} \cdot pt_{cc} \cdot \left(m_p \cdot em_{p,p} + \sum_{j=1}^{n_{bs}} M_{CO_2,bs,p,j} \right) \quad (4-148)$$

$$E_{st,cc} = M_{CO_2,cc,a} \cdot e_{st,cc} \quad (4-149)$$

$$\vec{E}_{bs,cc} = M_{CO_2,cc,a} \cdot e_{bs,cc} \cdot \vec{pt}_{bs,cc} \quad (4-150)$$

$M_{CO_2,cc,a}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Prozess	$\vec{E}_{bs,cc}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung
$E_{st,cc}$	(MWh)	Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	ar_{cc}	(dl)	Abscheiderate, CO ₂ -Prozessabscheidung
$e_{st,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Stromverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	pt_{cc}	(dl)	Anteil CO ₂ -Abscheidung je Prozess
$e_{bs,cc}$	(MWh/tCO ₂)	Spezifischer Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidung	$\vec{pt}_{bs,cc}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung, CO ₂ -Prozessabscheidung
$M_{CO_2,bs,p,j}$	(tCO ₂)	Emissionen je Brennstoff j, Prozess	m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess
$em_{p,p}$	(tCO ₂ /t)	Spezifische prozessbedingte Emissionen, Prozess	n_{bs}	(Stk)	Anzahl Brennstoffe

Die Gesamtemissionen des fünften Moduls, welche der CO₂-Zielsetzung gegenüberzustellen ist, ergeben sich nach den Formeln in (4-151). Die in Deutschland begrenzte CO₂-Speicherkapazität richtet sich im fünften Modul ebenfalls nach Formel (4-36).

$$M_{CO_2,m_5} = \left[M_{CO_2,p_g} + M_{CO_2,u_g} + M_{CO_2,cceig_g} + M_{CO_2,LA} \right] - \left[M_{CO_2,cc_g} + M_{CO_2,cceig,cc_g} + M_{CO_2,LAC} + u_{x,em,cc} \right] \quad (4-151)$$

$$M_{CO_2,m_5} \leq M_{CO_2,r}$$

M_{CO_2,m_5}	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Industrie, Modul 5	$M_{CO_2,LA}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, CO ₂ -Luftabscheidung
$M_{CO_2,r}$	(tCO ₂)	Jahresspezifische Emissionsrestriktion, Industrie (z. B max. 120 MtCO ₂ pro Jahr)	M_{CO_2,cc_g}	(tCO ₂)	Abgeschiedene und dauerhaft gespeicherte CO ₂ -Emissionen, Prozesse, gesamt
$M_{CO_2,cceig_g}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$M_{CO_2,LAC}$	(tCO ₂)	CO ₂ -Luftabscheidung, abgeschiedene Emissionen, Industrie
$M_{CO_2,cceig,cc_g}$	(tCO ₂)	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen, Energieeigenverbrauch der CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt	$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische CO ₂ -Abscheidung, sehr teure Option, optimiert
M_{CO_2,u_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, prozessunspezifisch, gesamt	M_{CO_2,p_g}	(tCO ₂)	CO ₂ -Ausstoß, Prozesse, gesamt

Um die vorgegebenen Energierestriktionen einzuhalten, berechnet das Modul den Energieverbrauch je Modellkomponente. Formel (4-124) des dritten Moduls ermittelt den Brennstoffverbrauch von Thermoprozessanlagen und Brennern. Im Gegensatz zum dritten verändert das fünfte Modul die Umsetzung der Thermoprozessanlagen und Brenner nicht und optimiert stattdessen die Brennstoffanteile am Brennstoffverbrauch.

Den Brennstoffeigenverbrauch der CO₂-Abscheidung ermittelt Formel (4-150). Im Kontext der Brennstoffrestriktion sind nunmehr lediglich die relevanten Brennstoffe zu extrahieren. Der Brennstoffverbrauch der CO₂-Luftabscheidung des fünften Moduls ergibt sich nach Formel (4-39) des ersten Moduls.

Formel (4-152) berechnet zunächst den gesamten Brennstoffverbrauch des Moduls und stellt ihn anschließend der Brennstoffrestriktion elementweise gegenüber.

$$\vec{E}_{bs,m_5} = \vec{E}_{bs,p_g} + \vec{E}_{bs,u_g} + \vec{E}_{bs,cc_g} + \vec{E}_{bs,LA} - \vec{u}_{x,bs} \quad (4-152)$$

$$\vec{E}_{bs,m_5} \leq \vec{E}_{r,bs}$$

\vec{E}_{bs,m_5}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Modul 5	$\vec{E}_{r,bs}$	(MWh)	Vektor mit brennstoffscharfer Restriktion
$\vec{u}_{x,bs}$	(MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des Brennstoffverbrauchs, sehr teure Option, optimiert	$\vec{E}_{bs,LA}$	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Luftabscheidung
\vec{E}_{bs,u_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, prozessunspezifische Instanzen, gesamt	\vec{E}_{bs,cc_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, CO ₂ -Prozessabscheidungen, gesamt
\vec{E}_{bs,p_g}	(MWh)	Vektor mit Brennstoffverbrauch, Prozesse, gesamt			

4.3.5.3 Funktionsweise der Hauptkomponenten und Nebenbedingungen des Moduls

Brennstoffmatrizen legen je Thermoprozessanlage und Brenner fest, welche Brennstoffwechsoptionen ohne Technologieänderung bestehen. Tabelle 4-17 visualisiert das Prinzip der Brennstoffmatrizen.

Mit einem „x“ gekennzeichnete Felder der Matrix erlauben den Wechsel, leerstehende Felder verbieten ihn. Zeilen listen den Referenzbrennstoff (Wechsel von), Spalten den Substitutionsbrennstoff (Wechsel zu). Beispielsweise ermöglicht die hier ausgewiesene Brennstoffmatrix den technologieungebundenen Wechsel von fossilem zu synthetischem Öl.

Tabelle 4-17: Brennstoffmatrix, Standardversion, Konzept und Abbildung nach [5]

Energieträger	Wechsel zu									
	Fossiles Öl	Fossile Gase	Fossile sonst. Gase	Fossile Kohlen	Biogene Brennstoffe	Sonstige Brennstoffe	Syn. Gas ²	Wasserstoff	Syn. Kohle ²	Syn. Öl ²
Fossiles Öl	-									x
Fossile Gase		-	x				x			
Fossile sonst. Gase		x	-				x			
Fossile Kohlen				-	x				x	
Biogene Brennstoffe				x	-				x	
Sonstige Brennstoffe				x	x	-			x	
Syn. Gas ²		x					-			
Wasserstoff								-		
Syn. Kohle ²				x	x				-	
Syn. Öl ²	x									-

¹x: Wechsel ist ohne Technologiewechsel möglich, Leerstellen: Kein Wechsel möglich; ²synthetisch hergestellte Energieträger

Anhand der Brennstoffmatrizen konstruiert das fünfte Modul Brennstoffwechsoptionen, welche dem Austausch der bisher eingesetzten Brennstoffe dient. Die Kontinuitätsgleichung in (4-153) beschreibt den Austausch der Brennstoffanteile.

$$\vec{pt}_{x,bs,t} = \vec{pt}_{bs,t-1} - \vec{pt}_{xout,bs,t} + \vec{pt}_{xin,bs,t} \quad (4-153)$$

$\vec{pt}_{x,bs,t}$	(dl) Vektor mit Brennstoffaufteilung, optimiert, Zeitschritt t	$\vec{pt}_{bs,t-1}$	(dl) Vektor mit Brennstoffaufteilung, Vorjahr (t-1)
$\vec{pt}_{xin,bs,t}$	(dl) Vektor mit zugeführtem Anteil je Brennstoff, optimiert, Zeitschritt t	$\vec{pt}_{xout,bs,t}$	(dl) Vektor mit entnommenem Anteil je Brennstoff, optimiert, Zeitschritt t

Um die Wechsoptionen je Brennstoff mathematisch zu formulieren, teilt das Modul die Vektoren für die Entnahme und die Zuführung in kleinere Einheiten auf. Durch die untergeordneten Einheiten können Wechselrichtung, -menge und -partner (von Brennstoff zu Brennstoff) vollständig abgebildet werden.

Formel (4-154) legt fest, dass der Zufluss beispielsweise zu Brennstoff 1 den Abflüssen aller anderen Brennstoffe entsprechen muss, die zu Brennstoff 1 fließen. Substituiert das Modul beispielsweise je 10 % Kohle und sonstige Brennstoffe durch Biomasse muss der Zufluss zu Biomasse genau 20 % (Energie) betragen.

$$pt_{xin,bs_1} = \sum_{j=1}^{n_{bs,in}} pt_{xo,bs_{a \rightarrow 1},j} \quad (4-154)$$

$pt_{xo,bs_{a \rightarrow 1},j}$	(dl) Brennstoffanteil j, welcher zu Brennstoff 1 fließt, ausgedrückt als Abfluss vom anderen Brennstoff, optimiert	$n_{bs,in}$	(Stk) Anzahl der Brennstoffe, welche von anderen Brennstoffen zu Brennstoff 1 fließen
pt_{xin,bs_1}	(dl) Zuführung Anteil, Brennstoff 1, optimiert		

Formel (4-155) legt außerdem fest, dass der Abfluss von Brennstoff 1 der Summe des Abflusses von Brennstoff 1 zu allen anderen Brennstoffen entsprechen muss. Vermindert sich der Kohleverbrauch beispielsweise um 10 %, muss die Summe des Abflusses von Kohle z. B. zu Biomasse (7 %) und zur synthetischen Kohle (3 %) auch genau 10 % (Energie) ergeben.

$$pt_{xout,bs_1} = \sum_{j=1}^{n_{bs,out}} pt_{xo,bs_1 \rightarrow a,j} \quad (4-155)$$

pt_{xout,bs_1}	(dl) Entnahme Anteil, Brennstoff 1, optimiert	$n_{bs,out}$	(Stk) Anzahl der Brennstoffe, die von Brennstoff 1 abfließen
$pt_{xo,bs_1 \rightarrow a,j}$	(dl) Brennstoffanteil j, welcher von Brennstoff 1 zu anderen Brennstoffen fließt, optimiert		

Je Jahr ist nur ein Wechsel von einem zu einem anderen Brennstoff erlaubt. Folglich müssen nach (4-156) alle Abflüsse von z. B. Brennstoff 1 kleiner oder gleich dem Vorjahresbestand des Brennstoffs sein.

$$\sum_{j=1}^{n_{bs,out}} pt_{x_0,bs_1 \rightarrow a,t,j} \leq pt_{bs_1,t-1} \quad (4-156)$$

$pt_{x_0,bs_1 \rightarrow a,t,j}$ (dl)	Brennstoffanteil j, welcher von Brennstoff 1 zu anderen Brennstoffen fließt, optimiert, Zeitschritt t	$n_{bs,out}$ (Stk)	Anzahl der Brennstoffe, die von Brennstoff 1 abfließen
$pt_{bs_1,t-1}$ (dl)	Anteil Brennstoff 1, Vorjahr (t-1)		

Neben der allgemeinen Funktionalität definiert das Modul Nebenbedingungen, welche den Brennstoffwechsel charakterisieren. So muss die optimierte Brennstoffaufteilung nach Formel (4-157) in Summe stets 1 ergeben.

$$\sum_{j=1}^{n_{bs}} pt_{x,bs,j} = 1 \quad (4-157)$$

$pt_{x,bs,j}$ (dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, optimiert	n_{bs} (Stk)	Anzahl Brennstoffe
--------------------	--	----------------	--------------------

Weiterhin definieren die Formeln (4-158) und (4-159) minimale und maximale Anteile je Brennstoff an der Brennstoffaufteilung. Einerseits wird dem Modul bspw. der minimale Einsatz sonstiger Brennstoffe in der Klinkerproduktion vorgegeben, um den Entsorgungsaspekt bei der Verbrennung z. B. von Altreifen zu berücksichtigen. Andererseits ist der maximale Wasserstoffanteil im Hochofen aufgrund technischer Anforderungen auf etwa 20 Energieprozent beschränkt [159], [160], [161].

$$\sum_{j=1}^{n_{r,bs}} pt_{x,bs,j} \geq pt_{r,bspt,min} \quad (4-158)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{r,bs}} pt_{x,bs,j} \leq pt_{r,bspt,max} \quad (4-159)$$

$pt_{x,bs,j}$ (dl)	Anteil je Brennstoff j am Brennstoffverbrauch, optimiert	$n_{r,bs}$ (Stk)	Anzahl Brennstoffe mit Restriktion hinsichtlich des Anteils an der gesamten Brennstoffaufteilung
$pt_{r,bspt}$ (dl)	Minimaler bzw. Maximaler Brennstoffanteil		

Zudem hat das Modul die Option, den minimalen und maximalen Einsatz von Brennstoffen (z. B. Gichtgas im Hochofen) in Abhängigkeit anderer Brennstoffe (z. B. C-haltige Brennstoffe im Hochofen) nach den Formeln (4-160) und (4-161) zu steuern.

$$\sum_{l=1}^{n_{r,bs1}} pt_{x,bs,l} \geq pt_{r,bspt,min} \cdot \sum_{j=1}^{n_{r,bs2}} pt_{x,bs,j} \quad (4-160)$$

$$\sum_{l=1}^{n_{r,bs1}} pt_{x,bs,l} \leq pt_{r,bspt,max} \cdot \sum_{j=1}^{n_{r,bs2}} pt_{x,bs,j} \quad (4-161)$$

$pt_{x,bs,l j}$ (dl)	Anteil je Brennstoff l bzw. j am Brennstoffverbrauch, optimiert	$pt_{r,bspt}$ (dl)	Minimaler bzw. Maximaler Brennstoffanteil
$n_{r,bs1}$ (Stk)	Anzahl der Brennstoffe, die von anderen Brennstoffen abhängen	$n_{r,bs2}$ (Stk)	Anzahl der Brennstoffe, welche den Anteil anderer Brennstoffe vorgeben

4.3.5.4 Modulspezielle Auswertungen

Das fünfte Modul optimiert die Brennstoffaufteilung von Thermoprozessanlagen und Brennern sowie der mechanischen Energie. Um die neue Brennstoffaufteilung in Prozesse und prozessunspezifische Instanzen einzugliedern, verwendet Modul 5 Formel (4-129) des dritten Moduls sowie den dort beschriebenen Eingliederungsvorgang.

4.3.6 Jahresspezifische Auswertungen im Optimierungssystem

Jahresspezifische Auswertungen greifen auf das Gesamtergebnis des Optimierungssystems zu, welches sich über alle Module und Iterationen ergibt. Auf der einen Seite dienen die jahresspezifischen Auswertungen der Validierung. Auf der anderen Seite bereiten sie das Gesamtergebnis auf, um die Grundlage für die fortlaufenden Simulationsjahre zu schaffen.

Validierungsfunktionen überwachen die Einhaltung des theoretischen Energieminimums je Prozess und prozessunspezifischer Instanz. Darüber hinaus stellen die Validierungsfunktionen sicher, dass die Wärmeerzeugung von Thermoprozessanlagen und Brennern stets dem Wärmebedarf der Prozesse und prozessunspezifischen Instanzen entspricht.

Weiterhin wertet Smlnd die jahresspezifischen Investitionen der Modellkomponenten aus. Smlnd überführt die annuitätischen Investitionen je Modellkomponente zunächst in die Kostenbilanz. Anhand des optimierten Anlagenbestands je Modellkomponente führt das Modell Abschreibungen und Sonderabschreibungen durch. Der Buchwert des Anlagenbestands am Jahresende berechnet sich nach Formel (4-13). Abschließend überführt Smlnd die optimierten, berechneten und aggregierten Parameter in die übergeordneten Tabellen der Modellkomponenten und beginnt die Simulation des Folgejahres.

4.3.7 Strategie zur Modulabfolge

Jedes linear kostenoptimierte Modul findet ein globales Optimum seines Optimierungsproblems. Die sich durch die Optimierung ergebende Kostenveränderung anderer Module berücksichtigt das jeweilige Modul nach dem „Ceteris-Paribus-Prinzip“. Die Kosten der anderen Module ändern sich folglich nur durch den Einfluss der im jeweiligen Modul optimierten Variablen. Beispielsweise beeinflusst die Optimierung des Brennstoffmix im fünften Modul die abgeschiedenen CO₂-Emissionen und damit die Kosten des vierten Moduls. Die Module optimieren folglich ihre beeinflussbaren Kosten unter Berücksichtigung der dadurch entstehenden Kostenänderung anderer Module, ohne jedoch die Umsetzungsparameter der in den anderen Modulen verwendeten CO₂-Verminderungsoptionen anpassen zu können. Sie bauen demgemäß auf den globalen Optima der Vormodule auf.

Ohne übergeordnete Restriktionen (z. B. CO₂-Zielvorgabe) optimieren sich die Einzelmodule auf wirtschaftlicher Basis. Solange die wirtschaftliche Basis keine sehr hohen Sprungkosten z. B. für den CO₂-Ausstoß beinhaltet, beeinflusst die Modulabfolge das Ergebnis kaum. Jedes Modul berechnet in diesem Fall das für sich optimale Ergebnis unter Berücksichtigung der Kostenveränderung der anderen Module. Bei übergeordneter CO₂-Zielvorgabe schafft die Modulabfolge jedoch Lock-in-Effekte, welche die anderen Module nicht ausgleichen können. Wird beispielsweise durch ein höheres CO₂-Verminderungsziel im Vergleich zum Vorjahr die Primärstahlproduktion im ersten Modul vollständig verdrängt, können die Folgemodule die Charakteristika (z. B. Brennstoffmix) der Primärstahlroute nicht mehr „verbessern“. Mit übergeordneter CO₂-Zielvorgabe spielt die Modulabfolge dementsprechend eine größere Rolle bei der Ausgestaltung der Industrietransformation als im Fall der „wirtschaftlichen“ Optimierung.

Um das CO₂-Verminderungsziel zu erreichen, unternehmen die Einzelmodule im iterativ verknüpften Optimierungssystem in der vorgegebenen Modulabfolge die gebotenen Anstrengungen. Können die vorherigen Module aufgrund ihrer begrenzten CO₂-Verminderungsoptionen nicht ans Ziel gelangen, leistet jedes Folgemodul seinen Beitrag, um die übergeordnete Restriktion einzuhalten. Ist die CO₂-Zielvorgabe erfüllt, optimieren die Folgemodule unter Berücksichtigung der Vormodule zwar ihr Ergebnis, müssen jedoch keinen Beitrag mehr zur „Pflichterfüllung“ leisten. Sie setzen folglich nur noch die aus ihrer makroökonomischen Perspektive lohnenswerten CO₂-Verminderungsoptionen um.

Da das erste Modul übergeordnet die Verfahrensrouten und Materialien festlegt, gibt es aus Perspektive der Technologiemodule 2, 3 und 4 exogen den Rahmen ihrer Umsetzungsparameter vor. Analog zur Priorisierung der CO₂-Verminderungsoptionen in [83] führt das Optimierungssystem deshalb zunächst die Verfahrensrouten- und Materialwahl durch. Innerhalb der untergeordneten Technologiemodule werden zuvörderst verbleibende Effizienz- und Abwärmepotenziale gehoben (Modul 2). Die in Folge der CO₂-Abscheidung notwendige CO₂-Speicherung ist mit erheblichen Akzeptanzproblemen konnotiert [162], [163], [164]. Deshalb priorisiert das Optimierungssystem den Einsatz von Thermoprozessanlagen und Brennern (Modul 3) gegenüber dem Einsatz von CO₂-Prozessabscheidungsanlagen (Modul 4). Aufbauend auf den vorherigen Modulen optimiert das fünfte Modul den Brennstoffverbrauch der in den Produktionsprozessen eingesetzten Thermoprozessanlagen und Brenner. Um die kostenoptimalen Prozessrouten und Materialien in Abhängigkeit ihrer Anlagen bzw. Charakteristika für die Folgemodule bestimmen zu können, führt das Optimierungssystem Modul 1 nach jedem der vier weiteren Module direkt erneut aus. Aufbauend auf den Erläuterungen ergibt sich das in Tabelle 4-18 gezeigte Schema.

Tabelle 4-18: Iterationsschritte und gewählte Strategie zur Modulabfolge

Iterationsschritt:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Modul:	1	2	1	3	1	4	1	5	1	2	1	...

4.4 Methoden III - Auswertung und Ergebnisanalyse

Der Abschnitt behandelt die dritte Methodenkatgorie der Gesamtmethodik (vgl. Abbildung 4-1) und umfasst die methodischen Schritte 8 und 9. Er unterteilt sich in die modellendogenen und -exogenen Auswertungen. Die exogenen Auswertungen basieren auf den Modellergebnissen, zusätzlichen exogenen Daten und im Modellierungsprozess erlangten Erkenntnissen. Den modellexogenen Auswertungen schließen sich Analysen an, die vergleichbare Literatur miteinbeziehen.

4.4.1 Modellendogene Auswertungen

Der Abschnitt behandelt die modellendogene Aufbereitung der Modellergebnisse und deren Auswertung. Die Auswertungen benötigt das Optimierungssystem nicht für die endogene Optimierung, sie dienen aber der nachgelagerten Ergebnisaufbereitung.

Anhand der jahresspezifischen, normierten Lastprofile und des Optimierungsergebnisses konstruiert das Modell Energiezeitreihen mit stündlicher Auflösung. Darauf aufbauend generiert die Multiplikation der Energiezeitreihen (MWh) mit den spezifischen energieträgerscharfen Kosten (€/MWh) zeitaufgelöste Energiekosten (€).

Gleichfalls berechnen sich die Emissionskosten anhand spezifischer Emissionen (tCO₂/MWh) und CO₂-Preisen (€/tCO₂). Wie in der Optimierung wertet Smlnd die weiteren jahresspezifischen Betriebskosten aus. Diese umfassen u. a. die Material-, CO₂-Transport- und CO₂-Speicherkosten.

Um die jahresspezifischen Kosten der Investition je Modellierungskomponente abzuleiten, aggregiert das Modell die in der Kostenmatrix erfassten Abschreibungen je Investitions- und Abschreibungsjahr. Um die Gesamtkosten je Prozess berechnen zu können, sind die prozessbezogenen, aber bisher ausgegliederten Kosten, einzugliedern. Die Prozesse sind in diesem Kontext um die Kosten der Prozessmaßnahmen, CO₂-Abscheidungs- und Thermoprozessanlagen zu ergänzen. Prozessmaßnahmen beschränken sich auf die Differenz zwischen Referenz und Substitut. Dementsprechend können die Maßnahmen- den Prozesskosten direkt zugerechnet werden. CO₂-Abscheidungsanlagen fehlen im industriellen Anlagenbestand Deutschlands bisher. Die Kosten der CO₂-Abscheidungsanlagen sind folglich ebenfalls nicht in den Prozesskosten enthalten und können ihnen direkt aufgeschlagen werden.

Die Optimierung des Einsatzes von Thermoprozessanlagen hingegen beruht auf Vollkosten, die bereits in den Prozesskosten enthalten sind. Um die Kosten trotzdem den Prozesskosten zuweisen zu können, sind die Differenzkosten der Investition und des fixen Betriebs ggü. einer Referenz festzustellen. Die weiteren Betriebskosten z. B. des Energieverbrauchs der Thermoprozessanlagen inkludiert der Prozess bereits. Das letzte historische Basisjahr vor der Optimierung bildet die Referenz, anhand derer die Kostendifferenz ermittelt wird. Da die historischen Basisjahre (2015 - 2018) nicht modellendogen transformiert werden, fallen keine Differenzkosten an. Smlnd annualisiert die Differenzinvestition anhand des Annuitätenfaktors. Um sie auf Prozessebene zu heben, multipliziert das Modell die spezifischen Differenzkosten mit der Produktionsmenge des Prozesses. Abschließend ergänzt Smlnd die Prozess- um die Differenzkosten.

Den Auswertungen schließen sich endogene Validierungsfunktionen an, welche die erzielten Optimierungs- und Modellierungsergebnisse kontrollieren und überprüfen. Sie stellen sicher, dass trotz der stark wechselwirkenden Modulkomponenten valide Ergebnisse mit hoher Genauigkeit erzielt werden.

4.4.2 Methoden zur exogenen Auswertung und Analyse der Modellergebnisse

Schritt 9 der Gesamtmethodik (vgl. Abbildung 4-1) subsumiert Ansätze zur exogenen Auswertung und Analyse der Modellergebnisse. Einerseits werden technoökonomische Entwicklungen des Industriesektors analysiert, andererseits die Modellierungs- und Optimierungsmethoden validiert.

Die Ergebnisvisualisierung basiert im Wesentlichen auf Balken-, Kreis-, Linien-, Heat- und Blasendiagrammen sowie deren Kombination. Die exogene Auswertung greift auf aus der Statistik entnommene Methoden wie Mittelwert-, Median- und Anteilsbildung zurück. Um statistische Analysen zu visualisieren, werden Boxplots genutzt. Die technoökonomischen Dimensionen der Auswertung umfassen u. a. die Wirtschaftsleistung, Energieverbräuche, installierte Leistungen, Emissionen, Kosten, Wertschöpfungsketten und Materialien. Die modellexogenen Auswertungen geben die Entwicklung der gesamten Industrie ebenso wie individueller Modellkomponenten wieder (z. B. Prozesse, Technologien, Maßnahmen). Um einen Eindruck des Beitrags zur CO₂-Verminderung der Modellkomponenten zu erhalten, werden Transformationscluster gebildet. Die Transformationscluster fassen mehrere Modellkomponenten zusammen. Sie visualisieren die zeitabhängige Veränderung von Energieverbräuchen, Emissionen und Technologien in den Szenarien.

Die industriellen Ergebnisse werden einander gegenübergestellt. Die exogene Auswertung hebt Kennwerte und Wechselwirkungen hervor, die einen maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung der industriellen Transformationspfade aufweisen. Relevante Einflussgrößen können beispielsweise der nach Alter segmentierte Anlagenbestand und die technische Nutzungsdauer eines Prozesses sein. Die Transformationspfade bieten die Möglichkeit, den Einsatz synthetischer Brennstoffe im Industriesektor unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit anderen Optionen wie z. B. der Elektrifizierung und CO₂-Abscheidung zu analysieren.

Um die Auswirkungen von Sonderabschreibungen zu untersuchen, werden zwei sonst gleiche Szenarien in einer Sensitivitätsanalyse gegenübergestellt. Die Einordnung der eigenen Szenarien in die industrielle Szenarienlandschaft gibt einen Überblick zu möglichen Lösungsräumen aus den Blickwinkeln verschiedener Forschungsarbeiten. Die Szenarien werden anhand der Emissionen, dem Energieverbrauch, dem Einsatz erneuerbarer Brennstoffe, der Bruttowertschöpfung und der CO₂-Abscheidung verglichen. Die Einordnung der Analyseergebnisse beschließt die modellexogenen Auswertungen.

5 Bilanzraum und Daten: Grundlage des Industriemodells

Der historisch hinterlegte Zeitraum des Modells umfasst vier Basisjahre (2015 - 2018), welcher möglichst vollständig mit realen Daten abzudecken ist. Außerdem sind Kennwerte des Referenzjahres (1990), das als Bezugspunkt der politisch vorgegebenen Klimaschutzziele in Deutschland dient, zu erfassen. Um die deutsche Industrie tiefgehend abbilden zu können, ist eine Vielzahl an Datensätzen zu verwenden. Industrielle Daten sind heterogen und variieren dementsprechend häufig je Standort, Prozess und Anlage. Um die Industrie in ihrer Breite, ihrer Tiefe und trotzdem einer Modellumgebung angemessen zu projizieren, kombiniert das Modell top-down und bottom-up Daten. Statistiken erlauben es einerseits, den Bilanzraum der Industrie vollständig abzubilden (top-down). Daten zu kleinteiligeren Komponenten ermöglichen es andererseits, die Industrie im Detail zu modellieren (bottom-up).

Die Abschnitte des Kapitels beinhalten und diskutieren auch aus Projektionen und Szenarien übernommene Energiesystemdaten. Die Systemdaten geben den Rahmen der industriellen Transformation vor.

5.1 Industrieller Bilanzraum

Die ISI Anwendungsbilanz gibt den von anderen Sektoren abgegrenzten Energieverbrauch der Industrie wieder [75], [134]. Sie zerlegt die Zeilen 46 bis 59 der deutschen Energiebilanz in kleinere Bilanzräume, indem sie den wirtschaftszweig- und energieträgerscharfen Verbrauch des Verarbeitenden Gewerbes nach Anwendungen aufschlüsselt [77], [165], [166], [167]. Da die ISI Anwendungsbilanz den „Startwert“ der Modellierung bildet, bestimmt sie auch die Bilanzgrenzen des industriellen Bilanzraums. Wie Abbildung 5-1 zeigt, gelten die Grenzen für alle weiteren Datensätze des Bilanzraums. Alle den Statistiken entnommenen Industriedaten (top-down) sind anhand der Bilanzgrenzen zu homogenisieren. Die Anteile außerhalb exkludiert der industrielle Bilanzraum (schraffiert).

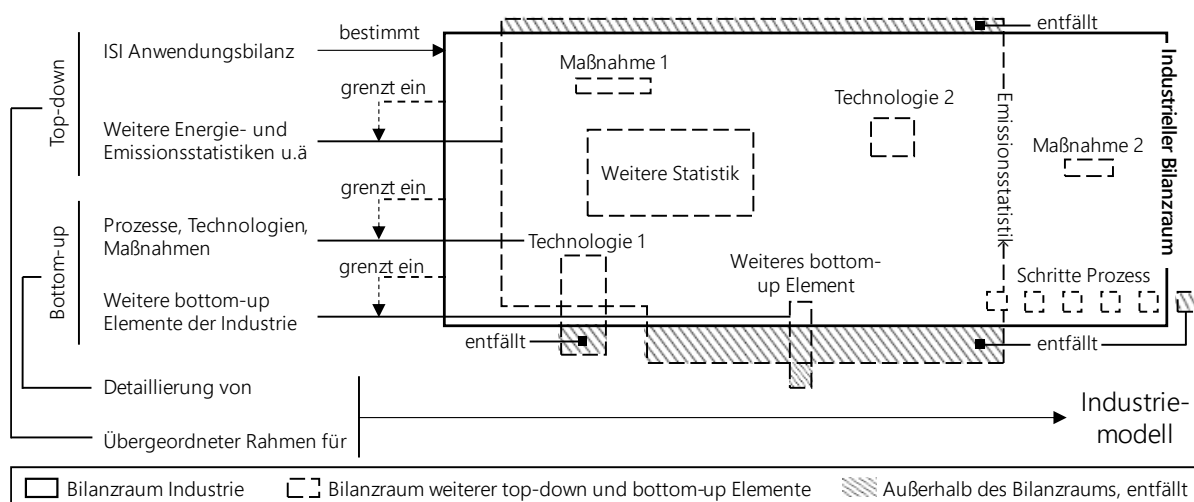


Abbildung 5-1: Schematisch: Eingrenzung des industriellen Bilanzraums, top-down und bottom-up Elemente

Neben den top-down richten sich auch die bottom-up Komponenten nach den Bilanzgrenzen der Anwendungsbilanz. Bottom-up Komponenten subsumieren u. a. Prozesse, Technologien und Maßnahmen. Beispielsweise bilanziert die Anwendungsbilanz nur einen Teil des im Hochofen eingesetzten Koks in der Industrie. Einen gewissen Anteil rechnet sie dem Umwandlungseinsatz (Zeile 17, AGE B Energiebilanz) zur Erzeugung des Koppelprodukts „Gichtgas“ zu. Eben diese Bilanzierungsmethode ist auch beim Prozess „Hochofenstahl“ anzuwenden. Vor- und nachgelagerte Prozessschritte, wie z. B. der Abbau von Kupferoxid im Ausland, entfallen dem Industriebilanzraum. Top-down Elemente schaffen den übergeordneten Rahmen

für, bottom-up Elemente detaillieren das Industriemodell. Die Kombination aus top-down und bottom-up Komponenten mündet im industriellen Bilanzraum des Modells.

5.2 Überblick: Top-Down Daten der Industriemodellierung

Die ISI Anwendungsbilanzen [75], [134], die Energiebilanzen der AGEB [77], [165], [166], [167], [168] und damit verbundene Zusatzmaterialien [169], [170] bilden die Grundlage zur energetischen Modellierung der Industrie. Beide Energiestatistiken definieren 14 Wirtschaftszweige, welche das verarbeitende Gewerbe weiter aufgliedern [75], [170]. Wirtschaftszweigschlüssel ermöglichen es [170], die 14 Wirtschaftszweige mit den nach „Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne, Revision 2 (NACE Rev 2)“ klassifizierten Wirtschaftszweigen (WZ 2008) des statistischen Bundesamts zu synchronisieren (vgl. Tabelle 10-21, Abschnitt 10.4.1).

Die Gliederung in 14 zumeist homogene Wirtschaftszweige erleichtert es der ISI Anwendungsbilanz, die Genauigkeit bei der oftmals abgeschätzten Verteilung von Endenergien auf die Anwendungen zu erhöhen. Die Schlüsselung selbst erfolgt bottom-up mittels Aktivitätsgrößen und spezifischen Parametern. Verbleibende Lücken zwischen den berechneten Werten (bottom-up) und der Energiebilanz (top-down) schließen die Bilanzierer mittels höher aggregierter Literaturwerte, Schätzungen und Annahmen. [75]

Abbildung 5-2 visualisiert den energieträgerscharfen Verbrauch der Anwendungs- und Energiebilanz im Referenzjahr (1990) und den Basisjahren (2015 - 2018). Den energieträgerscharfen Verbrauch der Statistiken aggregiert die Abbildung auf die vordefinierten Energieträger des Modells. Die Fernwärme teilt sich auf die zur Erzeugung eingesetzten Primär- und Sekundärenergieträger auf [169]. Die Energiebilanz weist die Fernwärmeerzeugung in den Zeilen 15 und 16 aus [77]. Den daraus berechneten Fernwärmesplit gibt Tabelle 10-27 in Abschnitt 10.4.1 wieder. Gegenüber dem Referenzjahr (1990) sinkt der Endenergieverbrauch bis 2015 um 14 %. Der Industriesektor verringert im Zeitraum den Kohle- und Ölverbrauch und ersetzt ihn nur teilweise durch mehr Gas, Biomasse und elektrische Energie.

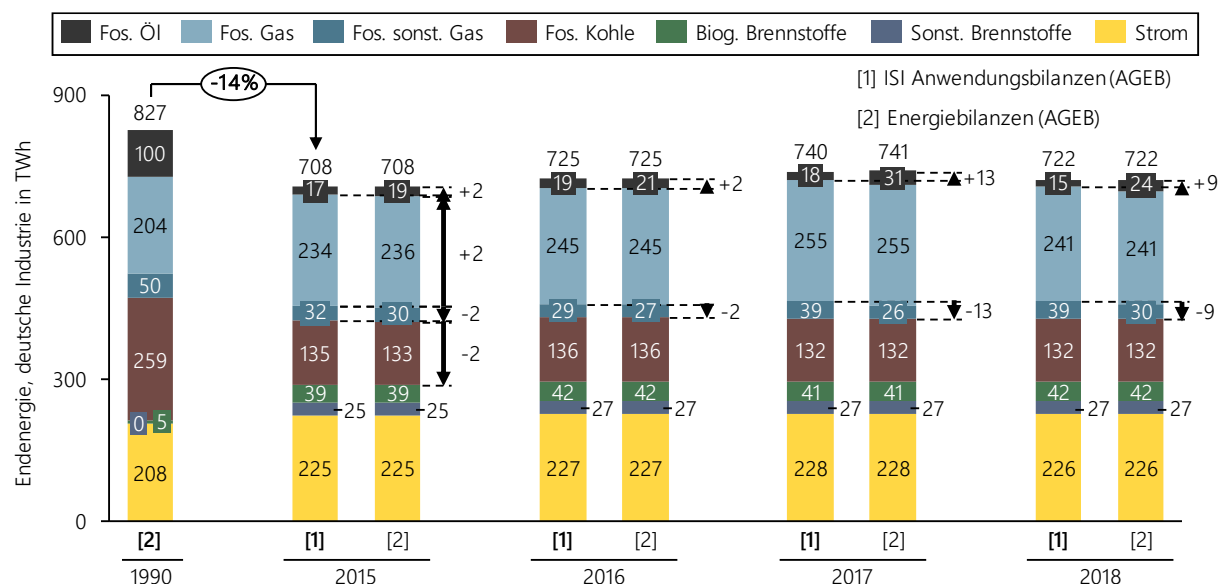


Abbildung 5-2: Historischer Endenergieverbrauch der Industrie, Vergleich unterschiedlicher Datensätze, Energieträger des Modells

Die Energie- und die Anwendungsbilanz stehen sich in Abbildung 5-2 vergleichend gegenüber. Nach den Informationen in [75] versuchen die Anwendungsbilanzen die Energiebilanzen mittels der bottom-up Methoden möglichst genau zu treffen. Zwar gleicht sich die Summe des ausgewiesenen Energieverbrauchs beider Statistiken je Jahr (vgl. Abbildung 5-2), die Energieträgeraufteilung weicht jedoch ab. Im Vergleich

zur Energiebilanz weist die ISI Anwendungsbilanz dem industriellen Bilanzraum fast durchgängig höhere Gichtgas- und geringere Ölanteile zu. Besonders deutlich zeigt sich der Effekt in 2017. Der Gichtgas- und Ölverbrauch unterscheidet sich um je 13 TWh. Nach den praxisnahen Informationen zu urteilen, welche die Wirtschaftsvereinigung Stahl dem Umweltbundesamt zur Verfügung stellt [76], unterschätzt die Energiebilanz den Gichtgasverbrauch in der Metallerzeugung. Die Schlussfolgerung liegt nahe, dass die Angaben der ISI Anwendungsbilanz realitätsnäher als die der Energiebilanz sind. Die statistische Unschärfe könnte jedoch auch auf die spätere Korrektur der Energiebilanz und die fehlende Aktualisierung der ISI Anwendungsbilanz zurückzuführen sein. Eine genaue Begründung für die Abweichung fehlt in der Literatur. Für das Modell bindend ist die ISI Anwendungsbilanz.

In den nationalen Inventarberichten bilanziert das Umweltbundesamt die Gesamtemissionen Deutschlands [76], [171], [172], [173]. Im Gegensatz zu den Inventarberichten verbuchen die Anwendungsbilanzen den Umwandlungseinsatz zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken (Zeile 12) sowie das Koks zur Gichtgaserzeugung (Zeile 17) nicht im industriellen Bilanzraum [167], [170], [76]. Um einen konsistenten industriellen Rahmen vorzugeben, ist der Energieverbrauch mit den Emissionen zu synchronisieren.

Grundsätzlich unterscheidet die Industrie energie- und prozessbedingte Emissionen. Um die energiebedingten Emissionen der Basisjahre zu modellieren, bestehen zwei Möglichkeiten. Einerseits können sie den nationalen Inventarberichten entnommen und top-down vorgegeben, andererseits durch die Multiplikation von energiebedingten Emissionsfaktoren (tCO₂/MWh) und dem Energieverbrauch (MWh) bottom-up berechnet werden. Bei letzterer Option entstammen die energiebedingten Emissionsfaktoren den nationalen Inventarberichten und die Energieverbräuche den Anwendungsbilanzen. Die Ergebnisse beider Methoden weichen aufgrund der unterschiedlichen Bilanzgrenzen in gewissem Maße voneinander ab. Die Abweichungen in der Bilanzierung bringen divergierende Effekte mit sich. So erhöhen sich die energiebedingten Emissionen im nationalen Inventarbericht im Vergleich zur Energie- und Anwendungsbilanz infolge der zusätzlichen Bilanzierung von Stromerzeugungskraftwerken in der Industrie (Abweichung 1 (A1), NIR höher als Energiebilanz) [173], [167].

Im Gegensatz zur Anwendungsbilanz verorten die nationalen Inventarberichte die Gichtgasnutzung seit 2015, mit Ausnahme der Verbrennung in Kokereien, nahezu vollständig in der Industrie (A2, NIR höher). Da ein Grund für die Bilanzierung des Gichtgasverbrauchs in der Industrie die Verbrennung in Stromerzeugungskraftwerken ist, überschneiden sich A1 und A2 an dieser Stelle. Die vor 2015 noch weitestgehend dem Energie- und Umwandlungssektor zugeordneten Gichtgaskraftwerke haben sich in 2015 fast vollständig von der öffentlichen Versorgung ab- und in die Industrie umgemeldet. Nach den Informationen des Umweltbundesamts [76] unterschätzt die Energiebilanz den Gichtgasverbrauch in der Metallerzeugung zudem. Der NIR kann auf genauere Daten aus dem BGS-Bogen²⁵ zurückgreifen [76].

Statt die zusätzliche Gichtgasverbrennung den energiebedingten Emissionen zuzuweisen, schreiben sie die nationalen Inventarberichten den prozessbedingten Emissionen zu (A3, NIR niedriger). Die prozessbedingten Emissionen des *industriellen Bilanzraums* entstammen den nationalen Inventarberichten. Die Inventarberichte weisen die Prozessemissionen hochaufgelöst nach verschiedenen Branchen, Prozessen und weiteren Kategorien aus (Common Reporting Format (CRF) Sektor 2, A - H). Um die Prozessemissionen verwenden zu können, müssen sie zunächst auf die 14 Wirtschaftszweige der Anwendungsbilanz aggregiert werden. Den aufwendigen Aggregationsprozess und die dahinterstehenden Methoden beschreibt Abschnitt 10.4.1 im Anhang.

²⁵ Bogen für Brennstoff-, Gas und Stromwirtschaft der Hochofen-, Stahl- und Walzwerke sowie Schmiede-, Press- und Hammerwerke einschließlich der örtlich verbundenen sonstigen Betriebe (ohne eigene Kokerei), BGS-Bogen ist der inoffizielle Nachfolger der zum 31.12.2009 eingestellten „Fachserie 4, Reihe 8.1, Eisen & Stahl“ des statistischen Bundesamts.

Um einen konsistenten industriellen Bilanzraum zu schaffen und die Anwendungsbilanzen als Basis der Modellierung nutzen zu können, berechnet das Modell die energiebedingten Emissionen bottom-up. Die Prozessemissionen entnimmt das Modell den nationalen Inventarberichten, welche jedoch anhand der vorgegebenen Bilanzgrenzen synchronisiert werden müssen.

Infolge der bottom-up Berechnung ist die Gichtgasverbrennung bereits in den energiebedingten Emissionen enthalten (A3). Um die Anwendungsbilanz mit den nationalen Inventarberichten zu synchronisieren und eine Doppelbilanzierung zu vermeiden, sind die prozessbedingten Emissionen um die Gichtgasverbrennung in der Metallerzeugung zu reduzieren. Es wird angenommen, dass die Prozessemissionen der nationalen Inventarberichte sowohl die Verbrennung im Hochofenprozess [76] als auch die in der Energiebilanz außerhalb der Industrie bilanzierten Fackel- und Leitungsverluste umfasst (Zeile 41, Energiebilanz) [77]. Dieser Rückschluss ist möglich, da der nationale Inventarbericht sowohl auf die Emissionen durch die energetische Gichtgasnutzung als auch die Emissionen der „Abfackelung“ verweist [76]. Da die Energiebilanz die Fackel- und Leitungsverluste nicht der Industrie zuordnet, sind die Prozessemissionen der nationalen Inventarberichte lediglich um die in den Winderhitzern des Hochofens entstehenden Gichtgasemissionen zu vermindern.

Um die von den nationalen Statistiken ausgewiesenen mit den selbst berechneten Emissionen vergleichen zu können, stellt sie Abbildung 5-3 gegenüber.

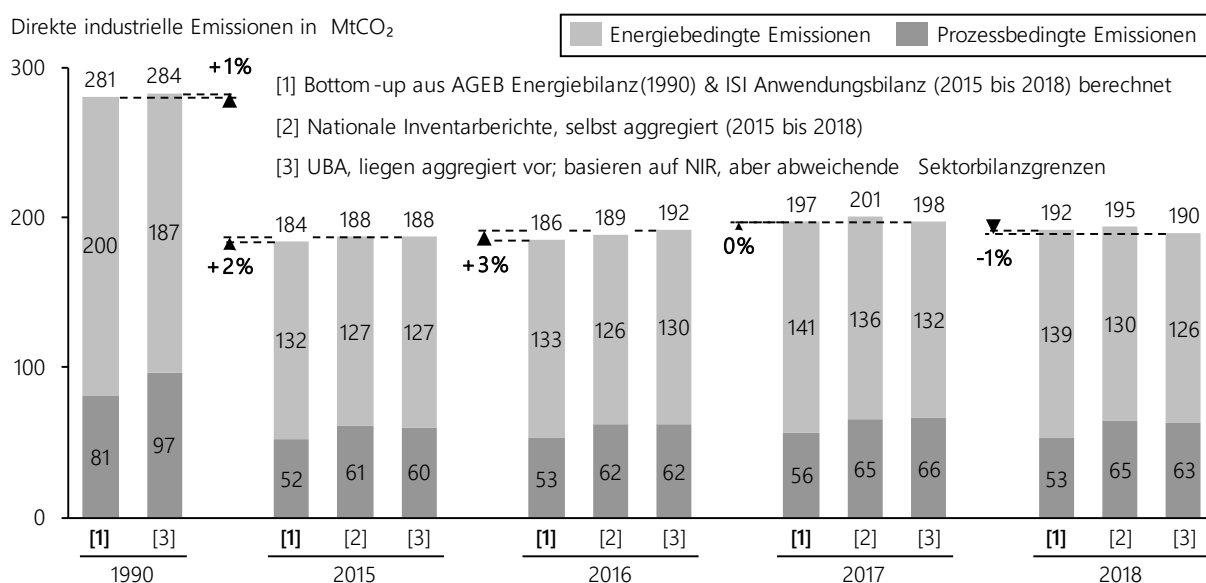


Abbildung 5-3: Historische direkte Emissionen der Industrie, Vergleich unterschiedlicher Datensätze, Eigene Berechnung nach [11], [77], [165], [166], [167], [168], [75], [134], [76], [171], [172], [173]

Die Effektstärke der identifizierten Abweichungen (A1, A2, A3) zwischen nationalem Inventarbericht und Energie- und Anwendungsbilanz kann anhand der Abbildung nicht abschließend bewertet werden. Jedoch können die energie- und prozessbedingten Gesamtemissionen der Datensätze verglichen werden. Die Abbildung visualisiert die anhand der beschriebenen Literatur bottom-up berechneten, aggregierten und entnommenen direkten energie- und prozessbedingten Emissionen der Industrie. Emissionen des Bereitstellungssektors z. B. zur Stromerzeugung klammert Abbildung 5-3 aus. Neben den nationalen Inventarberichten selbst werden die vom UBA aggregierten Emissionen, welche auf den Inventarberichten basieren, als zusätzliche Vergleichsoption herangezogen [11]. Das Umweltbundesamt weicht bei der Aggregation in geringem Maße von den sektoralen Bilanzgrenzen des nationalen Inventarberichts ab [11]. Eine Begründung für die Abweichung liefert [11] nicht. Im Vergleich zum Umweltbundesamt können kleinere

Abweichungen ggü. der eigenen Aggregation zudem durch die aufwändigen, und nicht immer eindeutigen, jahresspezifischen Rückrechnungen der nationalen Inventarberichte entstehen.

Die Abweichungen zwischen den bottom-up berechneten und den vom UBA ausgewiesenen industriellen Emissionen je Stützjahr sind in Summe klein (-1 bis 3 %) und können damit der statistischen Ungenauigkeit zugeschrieben werden. Darüber hinaus verdeutlicht sich die infolge der unterschiedlichen Gichtgasbilanzierung zustande kommende Abweichung bei den energie- und prozessbedingten Emissionen zwischen Modell (1) und dem nationalen Inventarbericht (2 & 3). Die im industriellen Bilanzraum verorteten Gichtgasemissionen werden den energie- und nicht wie in den nationalen Inventarberichten den prozessbedingten Emissionen zugeschrieben. Die energiebedingten Emissionen des Modells sind folglich höher, die prozessbedingten Emissionen niedriger als in den Datensätzen der nationalen Inventarberichte. Zudem zeigen sich die Abweichungen zwischen der eigenen Aggregation (2) und der des UBA (3). Beide gehen auf die Datensätze des nationalen Inventarberichts zurück.

Angesichts der unterschiedlichen Brennstoffaufteilung (vgl. Abbildung 5-2) weichen auch die Energiebilanz und die Anwendungsbilanz hinsichtlich ihrer Emissionen voneinander ab (in Abbildung 5-3 nicht enthalten). Liegt die Abweichung der Emissionen in 2015 noch bei unter einem Prozent, steigt sie in 2018 auf bis zu ~4 %. Die zusätzlichen Emissionen der Anwendungsbilanz sind hpts. auf den höheren Gichtgas- und den niedrigeren Ölverbrauch im Vergleich zur Energiebilanz zurückzuführen. Maßgeblich für das Modell ist jedoch die Anwendungsbilanz. Anwendungsbilanzen veröffentlicht die AGEB seit 2008. Im Referenzjahr (1990) greift die Emissionsberechnung deshalb auf die Energiebilanz zurück.

Neben dem Energieverbrauch und den Emissionen dient die Bruttowertschöpfung zur top-down Modellierung der Industrie. Abbildung 5-4 visualisiert die Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten im industriellen Bilanzraum unterteilt nach 14 Wirtschaftszweigen.

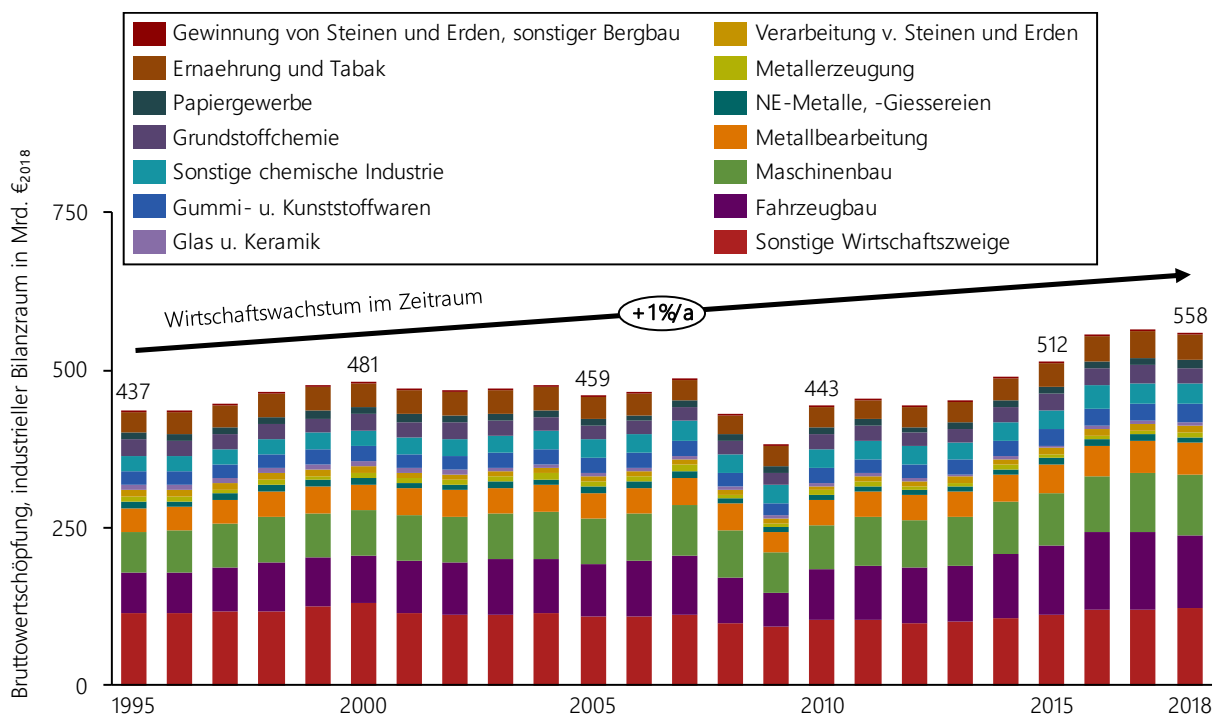


Abbildung 5-4: Entwicklung der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten im industriellen Bilanzraum, preisbereinigt

Die Daten entstammen der Fachserie 42251 des Bundesamts für Statistik [174], [175], [176], [170]. Über die historische Zeitreihe hinausgehende Projektionen verwendet das Modell als grundlegende Aktivitätsgröße zur Ableitung der Entwicklung prozessunspezifischer Instanzen in den industriellen Szenarien [149], [53].

Trotz eines Wirtschaftswachstums von im Schnitt einem Prozent pro Jahr, sinken die Emissionen zwischen 1995 und 2018 um etwa 22 % [11]. Die Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten *des industriellen Bilanzraums* deckt in 2018 etwa 99 % des *gesamten verarbeitenden Gewerbes* ab [174]. In 2018 weist der industrielle Bilanzraum einen Anteil von 19 % an der Bruttowertschöpfung Deutschlands auf (0,58 von 3,04 Bill €₂₀₁₈) [174], [177].

Neben dem Energieverbrauch, den Emissionen und der Bruttowertschöpfung fließen weitere top-down Parameter ins Industriemodell ein. Das Modell nutzt Produktionsindizes, um die Lastgänge je Wirtschaftszweig zu synthetisieren (vgl. Tabelle 10-29 in Abschnitt 10.4.1). Um die Prozesswärme nach Temperaturniveau zu unterteilen, ist die ISI Anwendungsbilanz [75] weiter aufzusplitten. Zur Schlüsselung wird die temperaturverteilte Prozesswärme von Hofer [93] sowie Unger und Wagner et al. [92] verwendet. Das genaue Vorgehen und die Ergebnisse beschreibt Abschnitt 10.4.1.

5.3 Überblick: Bottom-up Daten der Industriemodellierung

Prozesse, Technologien und Maßnahmen detaillieren das top-down vorgegebene industrielle Datengerüst. Ebenso wie einzelne top-down modellierte Komponenten sind sie mit dem von der Anwendungsbilanz vorgegebenen industriellen Bilanzraum zu synchronisieren. Abschnitt 5.3 beschreibt die bottom-up Daten im Allgemeinen, Abschnitt 5.4 im Speziellen. Abbildung 5-5 untergliedert den industriellen Endenergieverbrauch in 2018 in Wirtschaftszweige (äußerer Ring) und Prozesse (innerer Ring).

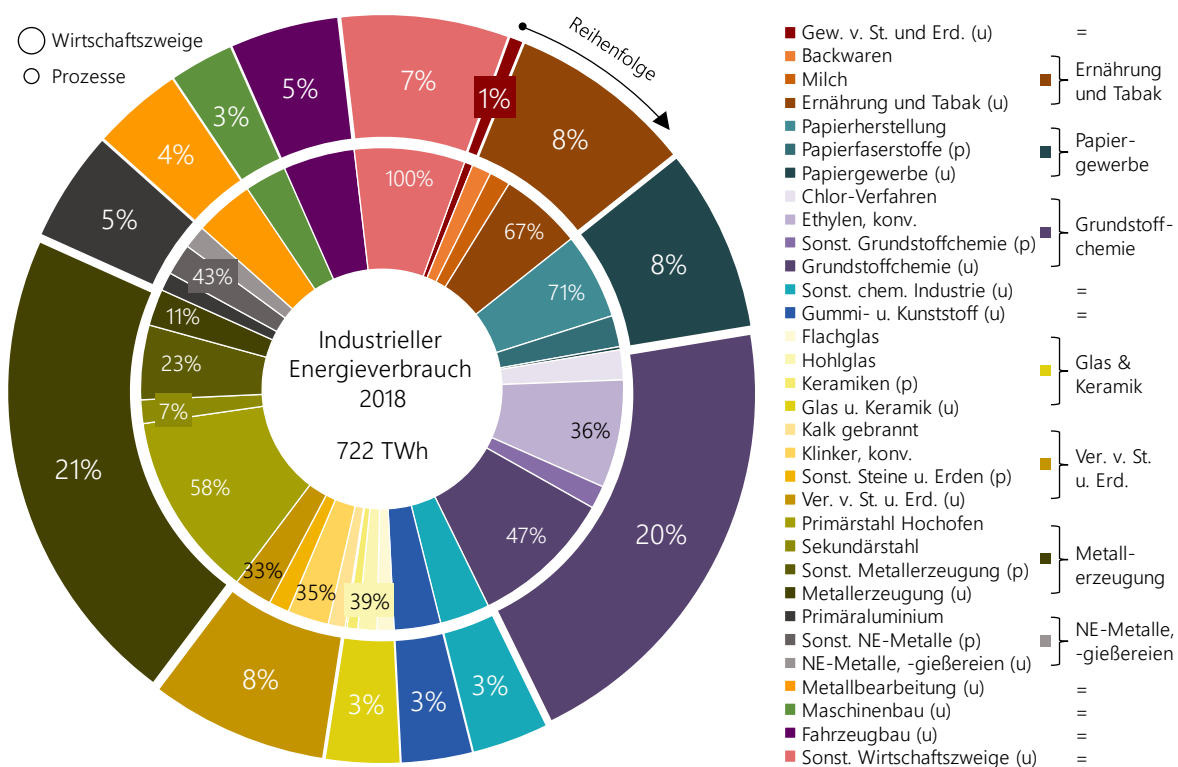


Abbildung 5-5: Endenergieverbrauch im industriellen Bilanzraum 2018, Gleichheitszeichen: Prozessspezifische Instanz (u) ist gleich dem Wirtschaftszweig, Prozesse (p) teilweise zusammengefasst, Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ergänzen sich zu 100 % je Wirtschaftszweig

Den 14 Wirtschaftszweigen werden insgesamt 45 individuelle Prozesse untergeordnet. Um deren Energieverbrauch zu visualisieren, bedient sich Abbildung 5-5 der bottom-up berechneten Verbräuche je Prozess. Der besseren Übersicht wegen sind innovative Prozesse ohne Energieverbrauch im Status Quo exkludiert (z. B. H₂-Stahl) und Einzelprozesse mit geringem Energieverbrauch zusammengefasst

(z. B. Grasstoffproduktion). Insgesamt sieben Wirtschaftszweige (Klammer) schließen Einzelprozesse ein. Gleichfalls sieben Wirtschaftszweige beinhalten keine Prozesse (Gleichheitszeichen).

Der äußere Ring in Abbildung 5-5 visualisiert den Anteil des Wirtschaftszweigs am industriellen Endenergieverbrauch. Der innere Ring weist die Anteile einzelner und geclusterter Prozesse sowie prozessunspezifischer Instanzen am Energieverbrauch des Wirtschaftszweigs aus. Prozesse und prozessunspezifische Instanzen decken den Wirtschaftszweig vollständig ab und ergänzen sich demgemäß in Summe zu 100 %.

Den größten Anteil am industriellen Endenergieverbrauch weist die Metallerzeugung (21 %, 152 TWh), dicht gefolgt von der Grundstoffchemie (20 %, 144 TWh) auf. Mit einem Anteil der hochofenbasierten Primärstahlerzeugung von 58 % bzw. der Ethylenherstellung im Steamcracker von 36 % am Verbrauch dominieren einzelne Prozesse die genannten Wirtschaftszweige. Die höchste Abdeckung eines Wirtschaftszweigs durch einen Einzelprozess erreicht die Papierherstellung (hpts. Papiermaschine, 71 %) im Papiergewerbe. Eine gleichgestaltete Übersicht zu den Emissionen enthält Abbildung 10-1 im Anhang.

Von den insgesamt 45 detaillieren im Schnitt sechs Produktionsprozesse, die insgesamt sieben mit Prozessen ausgestatten Wirtschaftszweige. Bei neun von 45 Prozessen handelt es sich um innovative Verfahrensrouten (z. B. Ethylenproduktion im Methanol to Olefins (MTO)-Verfahren), die derzeit noch nicht marktreif oder kaum im Markt hochgelaufen sind. Tabelle 5-1 benennt die eingangsseitig verwendeten bottom-up Parameter zur Charakterisierung der Prozesse im Allgemeinen.

Tabelle 5-1: Parameter zur Charakterisierung von Prozessen

Ökonomische Parameter	Energetische Parameter	Emissionsparameter	Weitere technische Parameter	Weitere Parameter und Zuordnungen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifischer Strom & Brennstoffverbrauch ▪ Brennstoffaufteilung, Anteil je Brennstoff ▪ Theoretisches Energieminimum ▪ Temperaturniveau der Prozesswärme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessbedingte Emissionsfaktoren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Produktionsmenge ▪ Altersstruktur des Anlagenbestands ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Marktreife ▪ Massenbilanzen/Materialien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zuordnung von Thermoprozessanlagen ▪ Maßnahmenzuordnung ▪ Restriktionen ▪ Szenarienvorgaben

Produktionsmengen dienen als Aktivitätsgröße, um den Status Quo und die industrielle Entwicklung von Prozessen abzuleiten. Die Produktionsmengen entstammen energie- und klimapolitischen Szenarien, die meist sowohl historische als auch prognostizierte Werte zur Verfügung stellen [149], [53], [39], [178], [40]. Ökonomische Prozessparameter subsumieren Investitionen und fixe Betriebskosten (€/t). Die spezifischen Investitionen setzen sich aus den im Investitionsjahr anfallenden Kosten und der typischen Jahresproduktion des Prozesses zusammen („Anfangsinvestitionen“). Die Investitionen beziehen sich auf ganze Werke und alle darin enthaltenen Anlagen und Querschnittstechnologien. Angesichts der industriellen Heterogenität ist die Identifikation typischer Prozesskonfigurationen zur Kostenbestimmung oft nur eingeschränkt möglich. Die Bandbreite an und die Verfügbarkeit von Prozess- und Technologiekosten ist zudem stark limitiert. Die Prozess- und Technologiekosten sind dementsprechend mit hohen Unsicherheiten behaftet. Um die ökonomischen Prozessdaten zu ergänzen und zu validieren, wird auf die vom statistischen Bundesamt zur Verfügung gestellte Kostenstruktur [179] und die Produktionsmenge [180], [181] des verarbeitenden Gewerbes zurückgegriffen. Beispielsweise nutzt der Prozess „Altpapierstoff“ neben der einschlägigen Fachliteratur [182], [46], [183] die Destatis Daten zur Validierung. Energetische Prozessparameter wie spezifische Strom- und Brennstoffverbräuche und die Brennstoffaufteilung leiten sich ebenfalls überwiegend aus einschlägiger Fachliteratur ab. Beispielsweise nutzt der Prozess „Kalk“ die Daten in [184], [185] und [186], um die spezifischen Verbräuche und die Brennstoffaufteilung abzuleiten. Bei

mangelnder Datenverfügbarkeit werden die technischen durch statistische Daten ergänzt. Fehlt die prozessspezielle Brennstoffaufteilung beispielsweise, kann sie aus den Angaben des statistischen Bundesamts zur Energieverwendung im verarbeitenden Gewerbe [187] oder aus der wirtschaftszweigscharfen Energiebilanz [167] abgeleitet werden. Die theoretischen Energieminima entstammen entweder einschlägiger Fachliteratur wie u. a. bei der Ammoniakproduktion [67], [112], [188] oder werden anhand maximaler Effizienzgewinne z. B. nach [189] berechnet. Die Studie [189] weist die physikalische Grenze der möglichen Effizienzsteigerung aus [27]. Das Temperaturniveau der Prozesswärme entspringt entweder den Daten in [31] oder wird anhand anlagen- und prozessspezieseller Literatur (z. B. [190]) abgeleitet. Die energiebedingten Emissionsfaktoren gelten ebenso wie die Energieträgerkosten gleichermaßen für alle Modellkomponenten (vgl. Abschnitt 5.5). Die prozessbedingten Emissionsfaktoren sind hingegen prozessspeziesell. Sie werden überwiegend dem nationalen Inventarbericht entnommen (CRF Sektor 2, A - H) [76].

Weitere technische Parameter gehen hpts. auf prozessspezieselle Fachliteratur zurück oder werden anhand dieser berechnet. 19 von 45 Prozesse verfügen über einen historischen, literarisch erhobenen und nach Alter segmentierten Anlagenbestand. Ein- und Ausgangsmaterialien ermöglichen es, Massenbilanzen je Prozess zu konstruieren. Die Materialdaten resultieren aus der Analyse tiefgehender Prozessliteratur. Die Materialkosten gehen überwiegend auf die deutsche Rohstoffagentur (DERA) [191], [192], den europäischen Wirtschaftsdienst (EUWID, z. B. [193]), das statistische Bundesamt [180], das Forschungsprojekt „Energiewende in der Industrie“ [58] und den aktuellen Handel zurück. Weitere Parameter ergänzen das Prozessdatengerüst. Unter anderem ordnen Strukturelemente den Prozessen Thermoprozessanlagen und Maßnahmen zu.

Insgesamt unterscheidet das Modell 22 generische Thermoprozessanlagen und Brenner. Im industriellen Temperaturband unter 500 °C stehen den Prozessen und prozessunspezifische Instanzen potenziell 13 generische Thermoprozessanlagen zur Verfügung, im Hochtemperaturbereich über 500 °C neun generische Brennertypen. Nicht jeder Prozess und jede prozessunspezifische Instanz kann jedoch auf alle Anlagen zugreifen. Spezielle Prozessspezifika und das erforderliche Temperaturniveau einbeziehend, ordnen Strukturelemente den Modellkomponenten die Thermoprozessanlagen und Brenner vorab zu. Bspw. berücksichtigen die Strukturelemente Restriktionen hinsichtlich des Wasserstoffeinsatzes in der weiterverarbeitenden Metallurgie. Wasserstoffbrenner können dort aus heutiger technologischer Sicht wegen der Wasserstoffversprödung nur sehr begrenzt eingesetzt werden [194], [195], [196]. Tabelle 5-2 benennt die eingangsseitig verwendeten bottom-up Parameter zur Charakterisierung von Thermoprozessanlagen und Brennern.

Tabelle 5-2: Parameter zur Charakterisierung von Thermoprozessanlagen und Brennern

Ökonomische Parameter	Energetische Parameter	Weitere technische Parameter	Weitere Parameter und Zuordnungen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Brennstoffaufteilung ▪ Nutzungsgrad ▪ Elektrische pro thermische Leistung (Stromgutschrift, nur KWK-Anlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altersstruktur des Anlagenbestands ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Markt reife ▪ Typische Volllaststunden 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Restriktionen ▪ Szenarienvorgaben

Die Ausprägungen der Parameter beruhen überwiegend auf einschlägiger Fachliteratur [197], [198], [199], [200], [201], [202] oder basieren auf den Erkenntnissen weiterer wirtschaftswissenschaftlicher Institute [203], [158]. Gerade bei den teils speziellen, innovativen Brennern im Hochtemperaturbereich (z. B. Wasserstoffbrenner) greift die Arbeit auch auf externes Expertenwissen zurück (z. B. [204], [205], [206]). Die Datensätze der generischen Thermoprozessanlagen und Brenner enthält Abschnitt 10.4.4 im Anhang.

Daten zu prozessspezifischen- und unspezifischen Maßnahmen hingegen sind auf wenige Quellen begrenzt [82], [83], [84]. Einen Überblick zu den eingangsseitig verwendeten bottom-up Parametern gibt Tabelle 5-3.

Tabelle 5-3: *Parameter zur Charakterisierung von prozessspezifischen und prozessunspezifischen Maßnahmen*

Maßnahmen-typ	Ökonomische Parameter	Energetische Parameter	Weitere technische Parameter	Weitere Parameter und Zuordnungen
Prozessmaßnahmen und Maßnahmen-technologien	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Strom- und Brennstoff-einsparung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ggf. Altersstruktur des Anlagenbestands ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Marktreife 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zuordnung Referenz- und Substitut ▪ Anteil am Bilanzraum ▪ Restriktionen des Hochlaufs
Prozessunspezifische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozentuale Energieeinsparung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Marktreife 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Restriktionen des Hochlaufs

Das Modell greift auf einen Pool aus 165 prozessspezifischen und 15 prozessunspezifischen Maßnahmen zurück. Die prozessunspezifischen Maßnahmen gelten für alle Wirtschaftszweige je Anwendung gleichsam. Die prozessspezifischen Maßnahmen hingegen sind Prozessen zugeordnet. Für die bisher kaum marktreifen neun innovativen Verfahrensrouten (z. B. MTO-Verfahren) liegen bislang keine Maßnahmen zur Effizienzsteigerung vor. Von den verbleibenden 36 beinhalten 26 Prozesse (~72 %) individuelle Prozessmaßnahmen. Lediglich für bisher wenig beleuchtete Prozesse, wie die Aluminiumoxidproduktion, fehlen Maßnahmen in der verfügbaren Literatur. Zusätzliche Maßnahmen könnten verbleibende Effizienzpotenziale in der Modellierungsumgebung heben und den Energieverbrauch senken. Eine Liste mit den aufbereiteten Maßnahmen und deren Parametern ist Abschnitt 10.4.3 im Anhang zu entnehmen.

Einen Überblick zu den bottom-up Daten der CO₂-Abscheidungsanlagen und dem damit verbundenen CO₂-Transport und der -Speicherung enthält Tabelle 5-4.

Tabelle 5-4: *Parameter zur Charakterisierung der CO₂-Abscheidung bei Prozessen und aus der Luft, sowie des anschließenden CO₂-Transports und der -Speicherung*

CO ₂ -Abscheidungstyp	Ökonomische Parameter	Energetische Parameter	Weitere technische Parameter	Weitere Parameter und Zuordnungen
CO₂-Prozess-abscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten ▪ Spezifische Kosten für Transport und Speicherung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifischer Strom- und Brennstoff-verbrauch 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Marktreife ▪ CO₂-Abscheiderate 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologiespezifische Restriktionen
CO₂-Luft-abscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifische Investitionen ▪ Spezifische fixe Betriebskosten ▪ Spezifische Kosten für Speicherung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spezifischer Strom- und Brennstoff-verbrauch ▪ Brennstoff-aufteilung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technische Nutzungsdauer ▪ Ökonomische Nutzungsdauer ▪ Technische Marktreife 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologiespezifische und generische Restriktionen

Von insgesamt 45 verfügen neun Prozesse (20 %) über die Option, CO₂-Abscheidungsanlagen zur Verminderung ihrer Emissionen zu nutzen. Die CO₂-Abscheidung wird hauptsächlich bei Produktionsverfahren erwogen, die hohe prozessbedingte Emissionen aufweisen (z. B. Klinkerproduktion). Die Parametererhebung kombiniert einschlägige Fachliteratur [207], [115], [114] und allgemeine Szenarienstudien [53], [208]. Anhand plausibler Annahmen berechnet das Modell die CO₂-Speicherung und -Nutzung modellendogen. Angesichts des KSpG ist die CO₂-Speicherung in Deutschland derzeit auf maximal 4 MtCO₂ pro Jahr begrenzt [148].

Dem Modell werden exogen vielfältige Restriktionen auf unterschiedlichen Ebenen vorgeben. Tabelle 5-5 ordnet den Modellkomponenten verschiedene Restriktionsbeispiele zu. So ist der Einsatz von Wasserstoff in der weiteren Metallverarbeitung zu Halbzeugen durch die Wasserstoffversprödung begrenzt, da sie einige wichtige Metalleigenschaften wie die Zug- und Druckfestigkeit negativ beeinflusst [209], [194]. [33]

Tabelle 5-5: Restriktionskategorien und Beispiele

Modellkomponenten	Energiesystem/ Industrie	Prozesse	Prozessunspezifische Instanzen	Thermoprozessanlagen (TPA)	CO ₂ -Abscheidung	Maßnahmen	Materialien
Beispiele	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Emissionsverminderung ▪ Energieträger ▪ Maximale CO₂-Speicherkapazität in Deutschland 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Extrema von Produktionsmengen z. B. Aluminiumrecycling ▪ Theoretisches Energieminimum 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Theoretisches Energieminimum 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Extrema der Energieträgeranteile je TPA ▪ Brennstoffwechsoptionen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Maximale Menge an CO₂-Luftabscheidung ▪ Technologieverfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologieverfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mindestanteil je Material an Hauptprodukt des Prozesses

5.4 Wirtschaftszweige und Prozesse

Abschnitt 5.4 konkretisiert Abschnitt 5.3, indem er Wirtschaftszweige, Prozesse und prozessunspezifische Instanzen im Speziellen beschreibt. Darüber hinaus diskutiert der Abschnitt die im Modell verwendeten Parameter und ordnet sie in den Kontext weiterer literarischer Daten ein.

Im Gegensatz zu Forschungsarbeiten wie [58] und [83], welche sich auf ausgewählte Branchen beschränken, deckt der konstruierte Bilanzraum die deutsche Industrie bezogen auf den Energieverbrauch und die Emissionen vollständig ab. Neben den Wirtschaftszweigen, die Prozesse beinhalten, sind demgemäß auch solche zu modellieren, die keine enthalten. Die Abschnitte 5.4.1 - 5.4.7 behandeln zunächst die sieben Wirtschaftszweige separat, die individuelle Produktionsprozesse aufweisen. Die von der Energiebilanz [170] vorgegebene Abfolge bestimmt die Reihenfolge der Beschreibung. Je Wirtschaftszweig erläutert die Beschreibung den Status Quo von Prozessen und Technologien und gibt deren potenzielle Transformationsoptionen wieder.

Die in den nachfolgenden Tabellen des Abschnitts ausgewiesenen Prozessdaten berechnet das Datenmodell teilweise bottom-up aus den spezifischen Parametern und Aktivitätsgrößen. Die Tabellenbeschreibung gibt darüber hinaus die relevante Literatur wieder, welche als Grundlage zur Berechnung der Prozessparameter herangezogen wird. Für weitergehende Informationen und den genauen Prozessablauf können die angegebenen Forschungsarbeiten genutzt werden. Alle Prozesse umfassen neben den benannten Prozessschritten auch die für den Gesamtprozess notwendigen Querschnittstechnologien. Die zur Berechnung verwendeten spezifischen Parameter sind preis-, effizienz- sowie prozessemissionsbereinigt und beziehen sich konsistent auf das Jahr 2018. Die Produktionsmengen der Einzelprozesse entstammen dem Projektionsbericht [149]. Um die Produktionsmenge für 2018 ausweisen zu können, werden sie zwischen 2015 und 2020 linear interpoliert. Spezifische Kennwerte je Tonne Produktion ergeben sich aus der Division von absolutem Parameter (z. B. Stromverbrauch) und Produktionsmenge. Die vollständigen spezifischen Parameter je Prozess enthalten die Tabellen im Abschnitt 10.4.2 des Anhangs. Um den Rückschluss auf die Datenerhebung zu ermöglichen, entsprechen die im Text ausgewiesenen spezifischen Parameter den Werten der zugrundeliegenden Urquelle. Die Anfangsinvestitionen sind lediglich teilweise hinsichtlich eines gemeinsamen Basisjahrs preisbereinigt. Alle spezifischen Prozessgrößen sind auf das Hauptprodukt des Prozesses bezogen. Abschnitt 5.4.8 fasst die verbleibenden Wirtschaftszweige ohne Prozessabbildung und deren Transformationsoptionen gesammelt zusammen. Ohne Prozesse entsprechen die Wirtschaftszweige den prozessunspezifischen Instanzen.

Die nachfolgende Betrachtung befasst sich ausschließlich mit den direkten Emissionen der Industrie. Emissionen, die im Umwandlungssektor bei der Erzeugung von Strom und weiteren Sekundärenergieträgern entstehen, klammert der industrielle Bilanzraum aus.

5.4.1 Ernährung und Tabak

Der Wirtschaftszweig Ernährung und Tabak, in der Energiebilanz Zeile 47 entsprechend [167], subsumiert die zweistelligen Wirtschaftszweigabteilungen „10“, „11“ und „12“ nach WZ 2008 [170].

Den energieträgerscharfen Verbrauch und die energie- und prozessbedingten Emissionen des Wirtschaftszweigs visualisiert Abbildung 5-6 [75], [76]. Der Wirtschaftszweig zeichnet sich durch einen starken Gas- (33 TWh) und Stromverbrauch (19 TWh) aus. Elektrische und thermische Prozesse, die auf Querschnittstechnologien basieren (z. B. Beheizung, Druckluft, Kälte) [84], prägen den Wirtschaftszweig. Auf den Kälteverbrauch sind auch die prozessbedingten Emissionen in Höhe von 3 MtCO₂ (25 %) der insgesamt emittierten 12 MtCO₂ zurückzuführen.

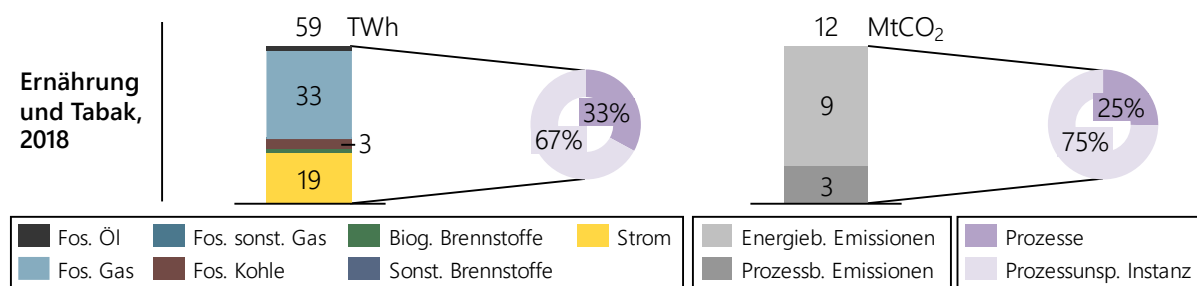


Abbildung 5-6: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Ernährung und Tabak“, mit Prozessanteil

Die Prozesse „Backwaren“ und „Milch“ untergliedern den Wirtschaftszweig weiter. Ihr Anteil am Energieverbrauch bzw. den Emissionen beträgt zusammengenommen 33 bzw. 25 %. Weitere Prozesse wie die Produktion von Zucker, Bier, Fleisch und Stärke vernachlässigt das Modell bislang [149].

Die prozessbedingten Emissionen des Kälteverbrauchs werden nicht prozessscharf aufgeteilt und damit der prozessunspezifischen Instanz des Wirtschaftszweigs zugeordnet. Sie sind folglich im 75-prozentigen Anteil der prozessunspezifischen Emissionen am Wirtschaftszweig enthalten.

Tabelle 5-6 weist charakteristische Prozessparameter in 2018 aus, welche auf Kennwerte in [149], [210], [211], [212], [187] und [84] zurückgehen.

Tabelle 5-6: Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Ernährung und Tabak“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Backwaren	Backstube: Backwaren aufbereiten, Backen, Kühlen und Tiefkühlen	Backwaren	5 992	3,1	Fos. Gas:	5,3	1,4
					Fos. Öl:	0,8	
					Sonstige:	0,1	
Milch	Zentrifugieren, Wärmebehandeln, Homogenisieren	Milch	18 519	2,6	Fos. Gas:	7,0	1,6
					Sonstige:	0,5	
						0	

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Ebenso wie den Wirtschaftszweig kennzeichnet die Prozesse der Einsatz von Gas und Strom. Sie stellen Nahrungsmittel bei Temperaturen von unter 100 bis zu 300 °C her [31], [213], [214], [215]. Die Backwarenproduktion benötigt zwischen 150 [214] und 500 kWh/t [210], [211] an elektrischer Energie und zwischen 700 [31] und 1 100 kWh/t [210], [211], [214] an Brennstoffen. Backwaren bestehen überwiegend aus Mehl und Wasser [210], [211], [216]. Um Backwaren im industriellen Maßstab produzieren zu können, sind Anfangsinvestitionen in der Größenordnung von 1 000 bis 1 200 €₂₀₁₅/t zu tätigen [180], [174], [58]. Die

ebenfalls stark durch Querschnittstechnologien geprägte Milch-, Sahne-, und Rahmproduktion [214], [217] verbraucht zwischen 70 [214] und 150 kWh/t an Strom [84] sowie 280 [214] und 450 kWh/t an Brennstoffen [84]. Ein Großteil (~90 %) der Milchproduktion läuft im Temperaturband unter 100 °C ab [31]. Um Milch produzieren zu können, sind Anfangsinvestitionen zwischen 200 [180], [174] und 400 €₂₀₁₅/t [58] anzunehmen.

Emissionsarmen Strom vorausgesetzt, gelingt die Defossilisierung des Wirtschaftszweigs „Ernährung und Tabak“ durch die Elektrifizierung der Niedertemperaturwärme [5]. Innovative Wärmeerzeuger wie Hochtemperaturwärmepumpen und Elektro- bzw. Elektrodenkessel können die bisher meist fossil befeuerten Thermoprozessanlagen ersetzen [218]. Neben der potenziellen Defossilisierung steigert der Einsatz von Wärmepumpen die Energieeffizienz durch die Einbindung von Umweltwärme [219]. Um die prozessbedingten Emissionen des in Klima- und Prozesskälteanlagen eingesetzten Kältemittels²⁶ vollständig zu vermeiden [76], [75], besteht hingegen aus heutiger technischer Sicht kaum eine vielversprechende Option.

5.4.2 Papiergewerbe

Das Papiergewerbe subsumiert nach WZ 2008 die Wirtschaftszweigabteilung „17“ [170]. Die Energiebilanz weist den Wirtschaftszweig in Zeile 48 aus [167]. Abbildung 5-7 visualisiert den energieträgerscharfen Verbrauch und die energie- und prozessbedingten Emissionen des Wirtschaftszweigs [75], [76].

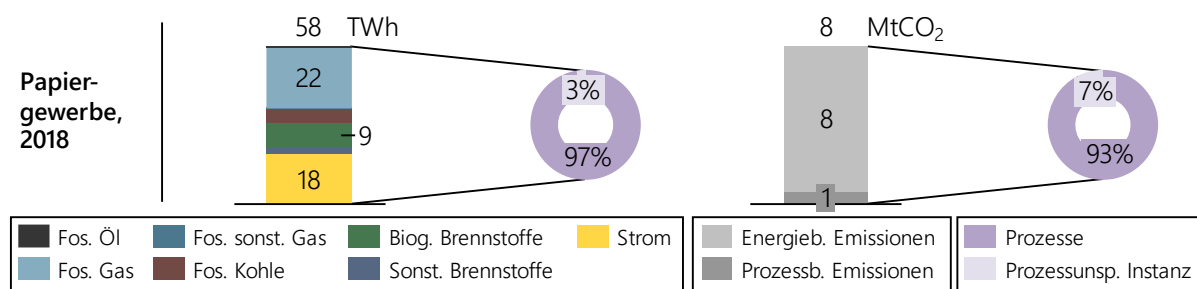


Abbildung 5-7: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Papiergewerbe“, mit Prozessanteil

Neben dem Gas- und Stromverbrauch ist das Papiergewerbe geprägt durch einen im Branchenvergleich überdurchschnittlichen Einsatz biogener Brennstoffe (16 %). Trotz hohen Energieverbrauchs fallen die direkten spezifischen Energieemissionen mit ~0,14 tCO₂/MWh (fossiles Gas: 0,21 tCO₂/MWh) vergleichbar niedrig aus [76], [220], [77]. Der ausgeprägte Biomasseeinsatz ist auf die Reststoffverwertung der biogenen Materialien (Rundholz, Hackschnitzel, Altpapier) zurückzuführen [142], [221]. Paraffinwachs in Ölpapieren, Klima- und Prozesskälte sowie Schmiermittel verursachen prozessbedingte Emissionen im Wirtschaftszweig [75], [76].

Die dem Wirtschaftszweig untergeordneten Prozesse decken ihn fast vollständig ab. Tabelle 5-7 weist Prozesse, Prozessschritte und deren Parameter in 2018 aus. Die Kenngrößen sind im Wesentlichen auf die Ergebnisse und Erkenntnisse in [149], [31], [76], [84], [142], [187], [222], [223] und [224] zurückzuführen.

Die Produktion von Halbstoffen und Papier benötigt Prozesswärme im Temperaturband zwischen 100 und 200 °C [31]. Die Fertigung von Halbstoffen beruht teilweise zu über 50 % auf erneuerbaren Brennstoffen [187]. In integrierten Papierfabriken senkt die Wärmerückgewinnung bei der Halbstofffertigung den Wärmeverbrauch anderer angeschlossener Verfahren. So erzielt das überwiegend in integrierten Papierfabriken angewandte Holzstoffverfahren in Summe sogar einen Wärmeüberschuss, welcher z. B. in die Trockenzylinder der Papiermaschine einfließt [225], [84]. Das Modell geht davon aus,

²⁶ CRF 2.F.1, Ozone Depleting Substances (ODS)-Ersatzstoff, Anteil von Ernährung und Tabak ~27 %

dass die Papiermaschine den Wärmeüberschuss in Höhe von etwa 2 MWh/t_{Halbstoff} aufnimmt. Der spezifische Brennstoffverbrauch der nicht-integrierten Papierherstellung reduziert sich um den Betrag. Nicht-integrierte Fabriken nutzen die Abwärme teilweise zur Stromproduktion [84]. Die Papierproduktion setzt überwiegend Gas- und Strom ein. Für die Altpapier-, Holz- und Zellstoff- sowie Papierherstellung kann anhand der Daten in [83] der jahresscharfe Anlagenbestand abgeschätzt werden. Die Anlagenbestände weist Tabelle 10-34 in Abschnitt 10.4.2 aus. Die Anlagen in der Papierindustrie kennzeichnen sich durch besonders hohe technische Nutzungsdauern zwischen 30 und 50 Jahren [84], [83].

Tabelle 5-7: Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Papiergewerbe“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Altpapierstoff	Auflösen (Pulper), Reinigen, Zerfasern & Entfärben, Reinigen & Mahlen	Halbstoff	17 666	4,4	Biog. Brennstoff: 2,0 Fos. Gas: 0,5 Sonstige: 0,1	0,1	0
Holzstoff	Zerfasern (Holzschleifer Refiner), Sortieren, Mahlen, Eindicken, Bleichen	Halbstoff	909	1,6	Wärmeüberschuss (-)	0	0
Zellstoff	Entrinden, Kochen, Sortieren, Mahlen, Bleichen, Reinigen, Eindicken	Halbstoff	1 598	1,0	Biog. Brennstoff: 4,2 Fos. Gas: 1,4	0,3	0
Grasstoff	Heuballen auflösen, Reinigen, Schneiden, Pressen, Abfüllen	Halbstoff	3	0,39 (GWh)	Kein Brennstoffverbrauch	0	0
Papierherstellung	Stoffaufbereitung, Sieben, Pressen, Trocknen, Glätten, Aufrollen	Papier	22 450	9,8	Fos. Gas: 20,7 Fos. Kohle: 5,2 Sonstige: 6,0	7,1	0

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Die Zellstoffherstellung bildet mit einem spezifischen Energieverbrauch zwischen ~2,7 MWh/t [46] und ~4,2 MWh/t [31] den energieintensivsten Einzelprozess im Papiergewerbe. Holzstoff (~1,8 MWh/t), Altpapierstoff (~0,4 MWh/t) und Grasstoff (~0,1 MWh/t) folgen teils mit großem Abstand [31], [84], [142], [223], sind aber teilweise auf niedrigere Stoffqualitäten beschränkt [182]. Beispielsweise kann Grasstoff nur bei bestimmten Produkten und auch nur bis zu einem gewissen Grad (10 – 30 %) bei der Papierproduktion eingesetzt werden [223]. Zellstoff wird hingegen besonders hohen Anforderungen gerecht [84]. In 2018 weist die Altpapierstoff- mit einem Anteil von mehr als 85 % gefolgt von der Zellstoffproduktion mit ~8 % [149] den mit Abstand höchsten Anteil an der Halbstoffproduktion auf. Um der erforderlichen Halbstoffqualität Rechnung zu tragen, berücksichtigt das Modell minimale und maximale Produktionsanteile je Fertigungsprozess, die im Rahmen der industriellen Transformation greifen [182]. Die teils auf plausiblen Annahmen basierenden minimalen und maximalen Anteile je Verfahrensrouten zeigt Tabelle 10-44 in Abschnitt 10.4.2.

Innovative Verfahrensrouten wie die Herstellung von Grasstoff, welche potenziell für Papiere mit niedrigeren Qualitätsanforderung geeignet sind (z. B. Verpackungen), offerieren die Option, die Defossilisierung im Papiergewerbe voranzubringen. Die im Laufe der letzten Jahre stark zunehmende Produktion von Altpapierstoff scheint hingegen ihr Maximum erreicht zu haben, auch da die Recyclingzyklen begrenzt sind und weiterhin Frischfasern zum Erreichen der Papierqualität hinzugefügt werden müssen [226], [224].

Verbleibende Effizienz- und Abwärmepotenziale bieten die Möglichkeit [83], [82], den Energieverbrauch im Papiergewerbe zu reduzieren. Insgesamt umfasst das Modell 23 Maßnahmen zur effizienteren Energienutzung. Angesichts des im industriellen Kontext vergleichbar niedrigen Temperaturniveaus und der Verwendung von generischen Thermoprozessanlagen bietet sich darüber hinaus die Elektrifizierung der Dampferzeugung an. Effiziente industrielle Wärmepumpen könnten die heute überwiegend gasbasierte Wärmeproduktion Schritt für Schritt ersetzen. Zu beachten ist jedoch, dass die effiziente Biomassenutzung in integrierten Papierfabriken (kurze Transportwege, bestehende Anlagen) auch in der industriellen Transformation bestehen bleibt.

5.4.3 Grundstoffchemie

Die Grundstoffchemie umfasst nach WZ 2008 die Wirtschaftszweiggruppe „20.1“ [170]. Die Energiebilanz weist die Grundstoffchemie in Zeile 49 aus [167]. Abbildung 5-8 visualisiert den energieträgerscharfen Verbrauch (nur energetisch) und die Emissionen der Grundstoffchemie [75], [76].

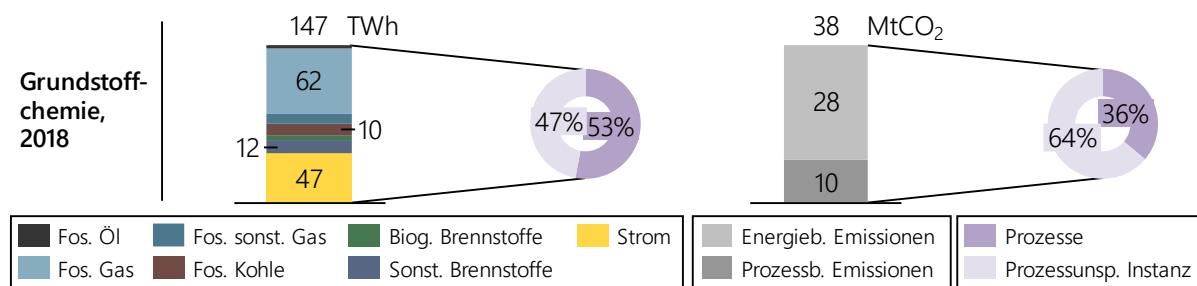


Abbildung 5-8: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Grundstoffchemie“, mit Prozessanteil
Energetisch setzen die Verfahren des Wirtschaftszweigs überwiegend Gas und Strom zur Produktion von Grundchemikalien wie Ammoniak, Ethylen und Methanol ein. Der Wirtschaftszweig ist heterogen und von vielen individuellen Prozessen und kleinteiligen Teilprozessen geprägt, die oftmals stark vernetzt sind.

Tabelle 5-8 weist Charakteristika der im Wirtschaftszweig enthaltenen und im Industriemodell eingesetzten Prozesse aus. Die Parameter gehen im Wesentlichen aus [149], [84], [109], [67], [227], [77], [83], [228], [32], [229], [76] und [230] hervor.

Tabelle 5-8: Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Grundstoffchemie“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom ⁵ (TWh)	Brennstoffe ⁵ (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ^{4,5} (MtCO ₂)
Ammoniak	Ammoniaksynthese (Dampfreformierung bzw. partielle Oxidation auf Prozessebene exkludiert)	Ammoniak	2 675	4,2	Fos. Gas: 1,5 Fos. Öl: 0,7	0,5	0
Chlor, Amalgam	Chloreelektrolyse, ggf. Verflüssigung Chlor	Chlor	240	0,8	Kein Brennstoffverbr.	0,0	0
Chlor, Diaphragma	Chloreelektrolyse, Aufkonzentration der Natronlauge, ggf. Verflüssigung Chlor	Chlor	1 073	3,1	Fos. Gas: 0,5 Sonstige: 0,3	0,2	0
Chlor, Membran	Chloreelektrolyse, Aufkonzentration der Natronlauge, ggf. Verflüssigung Chlor	Chlor	3 389	9,1	Fos. Gas: 0,4 Sonstige: 0,2	0,1	0
Ethylen, konv.	Dampfspalten (Steamcracking), Kühlung	Ethylen	5 063	1,0	Fos. Gas: 34,2 Sonstige: 17,0	12,3	0,1
Luftzerlegung	Luft reinigen & verdichten, Rektifikation, Kreislaufverdichtung & Verflüssigung, Produktverdichtung	Sauerstoff	9 402	1,9	Kein Brennstoffverbr.	0,0	0
Methanol	Synthese, Destillation (Dampfreformierung bzw. partielle Oxidation auf Prozessebene exkludiert)	Methanol	913	0,2	Fos. Öl: 0,9 Fos. Gas: 0,6	0,4	0
Polyethylen	Suspensions- und Gasphasenpolymerisation, Katalyse	Polyethylen	1 658	0,8	Fos. Gas: 0,2 Sonstige: 0,1	0,1	0

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen;

⁵Energieverbrauch und Emissionen der Dampfreformierung auf Prozessebene (Methanol und Ammoniak) exkludiert

Die sektorale Zuordnung der Dampfreformierung im Energiesystem ist nicht eindeutig. Grundsätzlich wandelt die Dampfreformierung Erdgas in Wasserstoff, der anschließend sowohl energetisch als auch stofflich verwendet werden kann. Bei energetischer Nutzung des Wasserstoffs wäre die Dampfreformierung als Umwandlungsprozess, bei stofflicher Nutzung als Prozessschritt im industriellen Herstellungsverfahren zu klassifizieren. In der Modelllandschaft der FfE bildet das Integrierte Simulationsmodell zur

Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung (ISAaR) die Dampfpreformierung auf Prozessebene vollständig im Energie- und Umwandlungssektor ab. Um Doppelbilanzierungen zu vermeiden und das Industriemodell mit dem institutsinternen Modell der Bereitstellung (ISAaR) koppeln zu können, exkludiert der industrielle Bilanzraum die Dampfpreformierung auf Prozessebene. Die Prozesse „Ammoniak“ und „Methanol“ klammern den Prozessschritt der Dampfpreformierung auf Prozessebene folglich aus (vgl. Tabelle 5-8).

Laut [76] enthält der Industrieteil übergeordneter Energiestatistiken jedoch die Energieverbräuche der Dampfpreformierung. In der Erläuterung zur Energiebilanz [170] findet sich kein konkreter Hinweis darauf. Bei der Ammoniak- und Methanolproduktion handelt es sich um stark integrierte Herstellungsverfahren, bei denen Koppelprodukte (CO₂ der Dampfpreformierung) teilweise in Folgeprodukte (z. B. Harnsäure) einfließen [76], [32]. Aufgrund des hohen Integrationsgrades der Produktionsschritte ist davon auszugehen, dass die Dampfpreformierung in der übergeordneten Statistik enthalten ist. Um den industriellen Bilanzraum, den die ISI Anwendungsbilanz vorgibt, vollständig abzubilden und gleichzeitig die Kopplung mit dem Bereitstellungssektor zu ermöglichen, ist die Dampfpreformierung lediglich in der prozessspezifischen Instanz des Wirtschaftszweigs enthalten. Der im Vergleich zum Energieverbrauch deutlich höhere Anteil der prozessspezifischen Instanz an den Emissionen des Wirtschaftszweigs (vgl. Abbildung 5-8) ist deshalb auch auf die ausgeklammerten Prozessemissionen der Dampfpreformierung auf Prozessebene zurückzuführen. Zudem sind weitere chemische Prozesse wie die Produktion von Adipin- und Salpetersäure sowie Carbid und Industrieruß, bei denen Prozessemissionen anfallen [76], bislang nicht prozessspezifisch hinterlegt. Die unspezifischen prozessbedingten Emissionen der Klima- und Prozesskälte entfallen zudem allein auf die prozessspezifische Instanz (CRF 2.F.1, ~40 % Grundstoffchemie, 3,8 MtCO₂) [76], [75].

Neben der energetischen Nutzung setzen die Prozesse „Methanol“, „Ammoniak“ und „Ethylen“ typische Energieträger auch stofflich ein. In 2018 benötigen die Methanol- bzw. Ammoniakproduktion in etwa 173 bzw. 475 kt Wasserstoff [109], [149], [67], [231]. Bei einem Heizwert von 33,3 MWh/t verbrauchen die Methanol- und Ammoniakproduktion etwa 6 bzw. 16 TWh Wasserstoff pro Jahr [232]. Daneben setzen Raffinerien im Bereitstellungssektor jährlich etwa 25 TWh Wasserstoff ein (2015, Heizwert) [233]. Laut nationaler Wasserstoffstrategie werden derzeit in Deutschland insgesamt etwa 55 TWh Wasserstoff pro Jahr stofflich genutzt [234]. [233] geht hingegen von einer Wasserstoffnutzung von etwa 57 TWh, andere Studien von etwa 60 TWh pro Jahr [235], [236], [237]. Jedoch überschätzt [233] insbesondere die Wasserstoffnutzung in der Methanolherstellung angesichts einer im Vergleich zur Realität fast doppelt so hohen Produktionsmenge deutlich. Die nicht bilanzierte, sonstige Wasserstoffnutzung in der Industrie beträgt folglich etwa 8 TWh. Weitere chemische Verfahren wie die Produktion von Wasserstoffperoxid nutzen den Wasserstoff. Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich mittels Dampfpreformierung von Erdgas erzeugt, entsteht in geringem Umfang jedoch auch als Koppelprodukt der Chlorelektrolyse (~4 TWh) [83], [238].

Steamcracker zur Olefinherstellung (z. B. Ethylen) verbrauchen etwa 15 Mt Naphtha (Rohbenzin) pro Jahr [149], [67], [239], [240], [241]. In der letzten historischen Basis (2018) entspricht der auf den Heizwert bezogene und bottom-up berechnete Naphthaeinsatz etwa 189 TWh und kommt damit gängigen Literaturangaben in Höhe von 180 [242] bzw. 189 TWh [243] nahe. Die Energie- und Anwendungsbilanzen separieren die stoffliche Nutzung und bilanzieren sie nicht in der Industrie [75], [170]. Deshalb berechnet das Modell sie zwar, separiert sie jedoch ebenfalls und verortet sie nicht im industriellen Energie- und Emissionsbilanzraum.

Innovative Verfahrensrouten zur Produktion von Olefinen, wie der elektrische Steamcracker und die MTO-Route, bieten prospektiv die Option, die bisher emissionsintensive konventionelle Ethylenherstellung

zu substituieren. Zwar erhöht der elektrische im Vergleich zum konventionellen Steamcracker den Energieverbrauch (11 MWh/t ggü. 10,5 MWh/t), ersetzt die bisher überwiegenden fossilen Brennstoffe jedoch durch Strom. Die MTO-Route nutzt Methanol statt Naphtha als Ausgangsprodukt, um Olefine zu produzieren [244]. Zwar ist der Energieverbrauch der MTO-Route selbst ($2,8 \text{ MWh/t}_{\text{Ethylen}}$) deutlich geringer und auch ausschließlich strombasiert, vorhergehend muss jedoch Methanol in Höhe von $4,7 \text{ t}_{\text{Methanol/t}_{\text{Ethylen}}}$ produziert werden [244], [67], [245]. Bei einem spezifischen Energieverbrauch von $1,9 \text{ MWh/t}_{\text{Methanol}}$ übersteigt der Energieverbrauch aus der Kombination von Methanol- und MTO-Route ($\sim 11,7 \text{ MWh/t}_{\text{Ethylen}}$) den des Steamcrackers. Die Kombination ermöglicht es jedoch, nahezu ausschließlich erneuerbare Rohstoffe einzusetzen und auf das fossile Naphtha bei der Olefinproduktion zu verzichten. Die Defossilisierung des Rohstoffeinsatzes in der Chemieindustrie ist nicht Bestandteil der nachfolgenden Szenarien. Zu beachten ist, dass der Markthochlauf des elektrischen Steamcrackers und der MTO-Route nicht vor 2025 zu erwarten ist [32].

Neben der Transformation von Einzelprozessen offeriert die Elektrifizierung der Dampferzeugung, welche bisher hpts. auf KWK-Anlagen basiert [32], die Verminderung von energiebedingten Emissionen in der Grundstoffchemie. Im Vergleich zur Papierindustrie, die Dampf auf deutlich niedrigerem Temperaturniveau nutzt, begrenzen höhere Temperaturen von bis zu 500 °C den Einsatz von Wärmepumpen. Zwar ermöglichen es weitere elektrische Wärmeerzeuger wie Elektrokessel auch, Prozesswärme höherer Temperaturniveaus zu elektrifizieren, jedoch ohne nennenswerte Effizienzsteigerungen zu erzielen. Neben den disruptiven Optionen bestehen in der Grundstoffchemie auch weiterhin inkrementelle Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung verbleibender Abwärmepotenziale. So existiert beispielsweise im Membranverfahren der Chlorelektrolyse nach [83] die Möglichkeit, die Natronlauge in vier- statt wie bisher üblich in ein- oder zweistufigen Systemen aufzukonzentrieren und dadurch den Dampfverbrauch um etwa $180 \text{ kWh/t}_{\text{Chlor}}$ zu reduzieren.

5.4.4 Glas und Keramik

Den Energieverbrauch und die Emissionen des Wirtschaftszweigs „Glas und Keramik“ visualisiert Abbildung 5-9 (Zeile 52 in der Energiebilanz) [75], [76], [167]. Den Wirtschaftszweig kennzeichnen die Wirtschaftszweiggruppen 23.1, 23.2 und 23.3 (WZ 2008) [170].

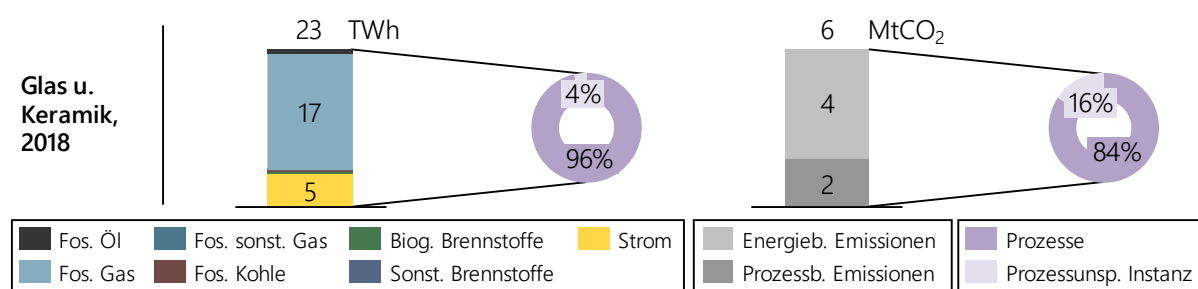


Abbildung 5-9: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Glas und Keramik“, mit Prozessanteil

Prozesse des Wirtschaftszweigs setzen überwiegend Gas zur Produktion von Glas und Keramiken ein. Neben den dadurch verursachten energie- entstehen prozessbedingte Emissionen überwiegend durch eingesetzte Carbonate (z. B. Branntkalk, Soda) [244], [246].

Sowohl hinsichtlich der Emissionen als auch des Energieverbrauchs decken die in Tabelle 5-9 aufgeführten und im Modell enthaltenen Glas- und Keramikprozesse den Wirtschaftszweig fast vollständig ab (84 bzw. 96 %). Die in Tabelle 5-9 ausgewiesenen Parameter gehen im Wesentlichen auf die Daten in [76], [187], [247], [84], [58] und [248] zurück.

Tabelle 5-9: Absolute Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Glas und Keramik“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Flachglas	Gemengevorbereitung, Schmelzen, Glasformung, Kühlung	Flachglas	2 431	1,8	Fos. Gas: 5,6 Sonstige: 0,7	1,4	0,4
Hohlglas		Hohlglas	5 061	1,6	Fos. Gas: 7,3 Sonstige: 0,3	1,6	0,4
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik	Rohstoffgewinnung & Transport, Masseaufbereitung, Formgebung, Trocknung, Brennen, Nachbehandeln	Keramik, Typ 1	2 236	0,5	Fos. Gas: 3,3 Sonstige: 0,1	0,7	0
Haushalts (HH)-, Sanitärkeramik		Keramik, Typ 2	45	0,1	Fos. Gas: 0,3 Sonstige: <0,1	0,1	0
Technische Keramik		Keramik, Typ 3	238	0,2	Fos. Gas: 0,8 Sonstige: <0,1	0,2	0,1

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Die Brenn- und Schmelzprozesse der Glas- und Keramikproduktion laufen hauptsächlich in der industriellen Hochtemperatur bei über 1 000 °C ab [31], [247]. Einige Keramikprozesse wie die Herstellung von Haushalts- und Sanitärkeramik sind besonders energieintensiv (~8 MWh/t) [31]. Zwar sind die absoluten Energieverbräuche gering, trotzdem verwundert es in diesem Kontext, dass der Keramikindustrie in der industriellen Transformation bisher nur wenig Aufmerksamkeit zu Teil wird [249].

In der Glasindustrie bestehen neben Effizienz- noch Abwärmepotenziale, um den Energieverbrauch zu senken [82], [83]. Die Ofenabwärme der Glasschmelze kann beispielsweise entweder für die Verstromung mittels doppelstufiger Dampfturbine [83] oder für die Gemenge- und Scherbenvorwärmung [82] eingesetzt werden. Um die Primärproduktion von Glas zu reduzieren, kann der Fremdscherbenanteil erhöht werden [83]. Da der Scherbeneinsatz bereits jetzt bei etwa 60 % liegt, sind die Potenziale jedoch begrenzt und aufgrund von Qualitätsanforderungen nicht auf 100 % zu erhöhen [244].

Um die derzeit noch überwiegend auf fossilen Brennstoffen basierende Glasproduktion zu elektrifizieren, besteht die Option, elektrische Glasschmelzen einzusetzen [247], [58], [248]. Zwar sind die Anfangsinvestitionen vergleichbar (Konv. Glas: ~450 €/2015/t, Elektrogas: ~500 €/2015/t) [58], [180], [174], es ist jedoch zu vermuten, dass neben den technologischen Herausforderungen bisher die deutlich höheren Strom- im Vergleich zu den Gaskosten ausschlaggebend für den fehlenden Technologiewechsel sind. Aus energetischer Sicht spart der Wechsel von Hohl- auf Elektrohohlglas knapp 50 % an Energie ein [84], [247], [84], [248]. Damit verbunden ist die Verminderung des fossilen Brennstoffverbrauchs um etwa 1 600 kWh/t. Mit Blick auf die Ressourceneffizienz ist die technische Nutzungsdauer von Elektrowannen (4 - 5 Jahre) [58], [246] im Vergleich zu konventionellen Schmelzwannen (12 - 15 Jahre) [83], [250] deutlich geringer. Einschränkend ist auch festzuhalten, dass der Markthochlauf von Elektroschmelzwannen nicht vor 2030 zu erwarten ist [34], [58]. Um den CO₂-Ausstoß zu verringern, kann daneben das eingesetzte Erdgas grundsätzlich durch klimaneutrale Brennstoffe wie Biogas und Wasserstoff ersetzt werden, [58]. Gerade beim Einsatz von Wasserstoff gilt es jedoch noch einige technische Hürden zu nehmen. So führt beispielsweise die Verbrennung von Wasserstoff zu einer ineffizienteren Wärmeverteilung im Schmelzofen, welche wiederum die Glasqualität beeinflusst [251], [252], [253], [254].

5.4.5 Verarbeitung von Steinen und Erden

Nach WZ 2008 umfasst die Verarbeitung von Steinen und Erden die Wirtschaftszweigabteilung „23“ ohne die bereits im Wirtschaftszweig „Glas und Keramik“ verorteten Wirtschaftszweiggruppen 23.1, 23.2 und 23.3 (Zeile 53 in der Energiebilanz) [167], [170]. Abbildung 5-10 visualisiert den Energieverbrauch und die Emissionen des Wirtschaftszweigs und weist den Anteil der modellierten Prozesse daran aus [76], [75].

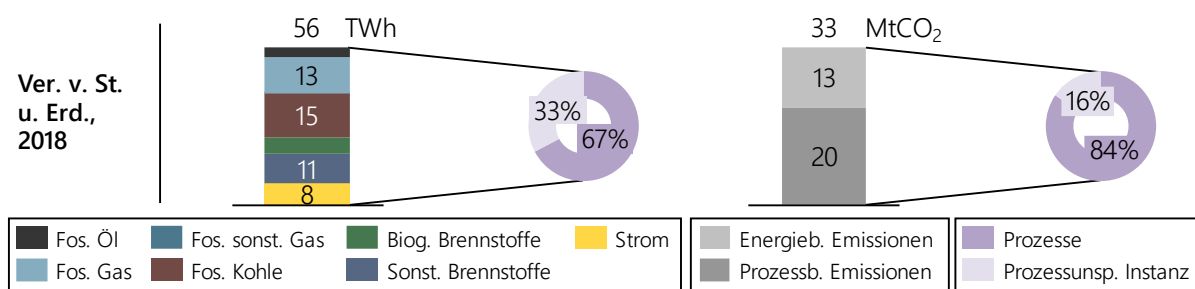


Abbildung 5-10: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Verarbeitung von Steinen und Erden“, mit Prozessanteil, Verarbeitung von Steinen und Erden (Ver. v. St. u. Erd.)

Der Wirtschaftszweig ist geprägt durch die hohen prozessbedingten Emissionen, welche überwiegend durch die Dissoziation von Kalkstein bei der Klinker- (0,54 tCO₂/t) und Branntkalkproduktion (0,75 tCO₂/t) entstehen [76], [79]. Neben den üblichen industriellen Energieträgern Kohle und Gas bedienen sich die Prozesse des Wirtschaftszweigs alternativen Brennstoffen. Alternative Brennstoffe setzen sich aus verschiedenen Abfällen wie u. a. Altreifen, Kunststoffe, Tiermehl und Altholz zusammen [255]. Abbildung 5-10 verortet einen Teil der alternativen bei den biogenen Brennstoffen (34 %), den anderen Teil bei den sonstigen Brennstoffen (66 %) [58]. Aufgrund der fast vollständigen Abdeckung prozessbedingter Emissionen durch die modellierten Prozesse können im Vergleich zum Energieverbrauch deutlich höhere Anteile am Wirtschaftszweig erreicht werden.

Tabelle 5-10 visualisiert die im Modell hinterlegten Prozesse des Wirtschaftszweigs sowie ihre relevanten Prozessschritte und Parameter, die sich hauptsächlich der Daten in [256], [79], [114], [257], [76], [258], [259], [186], [85] und [212] bedienen.

Tabelle 5-10: Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Verarbeitung von Steinen und Erden“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Kalk gebrannt	Gewinnen & Brechen, Waschen, Kalkbrennen, Sieben, Mahlen, Löschen	Branntkalk	6 508	0,8	Fos. Kohle: 6,0 Sonstige: 1,4 Sonst. Brennstoff: 8,2	2,4	4,9
Klinker, konv.	Gewinnen & Brechen, Homogenisieren, Trocknen & Mahlen, Klinkerbrennen und -kühlen	Klinker	24 469	1,5	Fos. Kohle: 5,2 Biog. Brennstoff: 4,2 Sonstige: 0,8	4,7	13,2
Zement	Homogenisieren, Zementmahlen, Verladen	Zement	33 655	1,7	Brennstoff: 0,8	0,2	0
Ziegel	Rohmaterial abbauen, Brechen & Mahlen, Homogenisieren und Mischen, Pressen & Schneiden, Trocknen, Brennen, Verladen	Ziegel	13 079	1,9	Fos. Gas: 4,6 Sonstige: 0,9	1,2	1,1

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Die Klinkerproduktion umfasst den Abbau von Kalkstein, Kreide und Mergel bis hin zum Klinkerbrennen im Drehrohrofen [256], [260]. Darauf aufbauend mischt und mahlt der Zementprozess den Klinker mit weiteren Hauptbestandteilen (z. B. Hüttensand, Gips) in der Zementmühle und bereitet den Abtransport vor. Die Klinker- und Zementproduktion ist über das Koppelprodukt Hüttensand mit der Stahlindustrie verknüpft.

Im Gegensatz zum Brennstoffanteil mit etwa 97 % (~1050 kWh/t) fällt der Stromanteil der Klinkerproduktion am gesamten Herstellungsverfahren mit nur etwa 55 % (85 kWh/t) deutlich geringer aus [79], [114]. Der Stromverbrauch ist überwiegend auf die intensiven Mahlprozesse bei der Rohmehl- und Zementherstellung zurückzuführen. Die Brennprozesse im Wirtschaftszweig laufen in speziellen Öfen bei einem Temperaturniveau über 1 000 °C ab [31], [261], [84], [259]. So erreicht die Kalkproduktion in den heute üblichen Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (GGR-Öfen) bspw. Temperaturen von bis zu 1 200 °C. Die Ziegelindustrie setzt hingegen überwiegend Bandtrockner und Tunnelöfen ein [259]. Tunnelöfen erreichen ebenfalls Temperaturen von bis zu 1 200 °C.

Die Prozesse weisen im industriellen Vergleich durchweg niedrige, spezifische Anfangsinvestitionen zwischen 35 €₂₀₁₅/t (Zement) und 200 €₂₀₁₅/t (Klinker) auf [258]. In Kombination mit den hohen Energieverbräuchen ist der Energiekostenanteil an den Gesamtkosten im Wirtschaftszweig besonders hoch. Beispielsweise betrug der Energiekostenanteil des Gesamtzementprozesses in 2011 etwa 52 % an der Bruttowertschöpfung [262].

Um die hohen prozessbedingten Emissionen in der Klinker- und Kalkproduktion zu vermindern, können CO₂-Abscheidungsanlagen eingesetzt werden [114], [53], [80]. Zwar setzt die Abscheidung den Transport und die Speicherung bzw. Nutzung des CO₂ voraus und geht mit einem zusätzlichen Strom- und Brennstoffverbrauch in Höhe von 0,85 MWh/tCO₂ einher, offeriert jedoch auch die Verringerung der Gesamtemissionen um bis zu 95 % [263], [114].

Alternative Verfahrensrouten wie die elektrische Klinkerproduktion ermöglichen die Verminderung der Emissionen [256]. Neben der potenziellen Emissionsminderung durch die Elektrifizierung des Drehrohrofens entsteht eine deutlich höhere CO₂-Konzentration und geringere Rauchgasanteile im Abgas, welche die CO₂-Abscheidung vereinfachen würden [80], [264]. Dem entgegen steht, dass die Verbrennung alternativer Brennstoffe und die damit verbundene Abfallentsorgung entfällt. Um Qualitäten wie bisher zu erzielen, wären darüber hinaus Plasmabrenner (elektrisch) notwendig [256], die teils schlechtere Brennstoffnutzungsgrade (~70 - 75 %) im Vergleich zu heute eingesetzten Gas- und Multi-Fuelbrennern aufweisen (~80 - 95 %) [204], [114], [79], [257], [265], [266], [206], [267], [268], [202]. Daneben ist die Marktreife des elektrischen Drehrohrofens nicht vor 2030 zu erwarten [264].

Alternative Bindemittel wie Celitement verursachen je nach Kalkgehalt deutlich geringere prozessbedingte Emissionen (~0,16 und 0,23 tCO₂/t) [81] als die konventionelle Zementproduktion (~0,54 tCO₂/t) [76]. Jedoch sind die „innovativen“ Bindemittel lediglich für Nischenmärkte geeignet und in den industriellen Szenarien deshalb auf einen Anteil von max. 10 % begrenzt [58]. Außerdem ist einschränkend anzumerken, dass der Markthochlauf innovativer Binder, auch wegen der langwierigen Genehmigungsverfahren für neue Zemente, nicht vor 2035 zu erwarten ist [58].

Um die energiebedingten Emissionen zu reduzieren, ist auch der Einsatz von Wasserstoff, weiteren synthetischen Brennstoffen und Biomasse denkbar [256]. Durch die Kombination von Biomasse und CO₂-Abscheidung können bilanziell negative CO₂-Emissionen bei der Klinkerproduktion entstehen.

Neben den disruptiven Technologien und alternativen Materialien offeriert die Erhöhung weiterer Hauptbestandteile wie Hüttsand und Flugasche die teilweise Substitution des energieintensiven Klinkers durch (Abfall-) Produkte anderer Prozesse [154], [155]. Jedoch ist davon auszugehen, dass auch deren Verfügbarkeit im Rahmen der Energiewende abnimmt. Flugasche stammt bspw. aus Verbrennungsprozessen von Kohlekraftwerken in der Bereitstellung und steht mit dem Kohleausstieg zwischen 2030 und 2038 nicht mehr zur Verfügung [156]. Inkrementelle Effizienzmaßnahmen, wie die Nachrüstung mehrerer Vorwärmestufen und Vorkalzinatoren, senken den Energieverbrauch der Klinkerproduktion potenziell. Die Nachrüstung eines Vorkalzinator am Drehrohrofen mit Zyklonvorwärmern reduziert den Energieverbrauch um etwa 120 kWh/t bei Kosten von 34 €₂₀₁₃/t [83].

5.4.6 Metallherzeugung

Den Wirtschaftszweig mit dem höchsten Energieverbrauch (155 TWh) und den höchsten Emissionen (64 MtCO₂) im industriellen Bilanzraum bildet die Metallherzeugung (vgl. Abbildung 5-11 und Abbildung 5-5) [75], [76]. Die treibende Kraft hinter den beiden Höchstwerten stellt die im Hochofen zur Stahlerzeugung eingesetzte Kokskohle sowie das dabei anfallende Koppelprodukt „Gichtgas“ („fos. sonst.

Gas“) dar. Die Metallerzeugung subsumiert Wirtschaftszweiggruppe „24.1“ nach WZ 2008 und findet sich in der Energiebilanzzeile 54 wieder [170], [167].

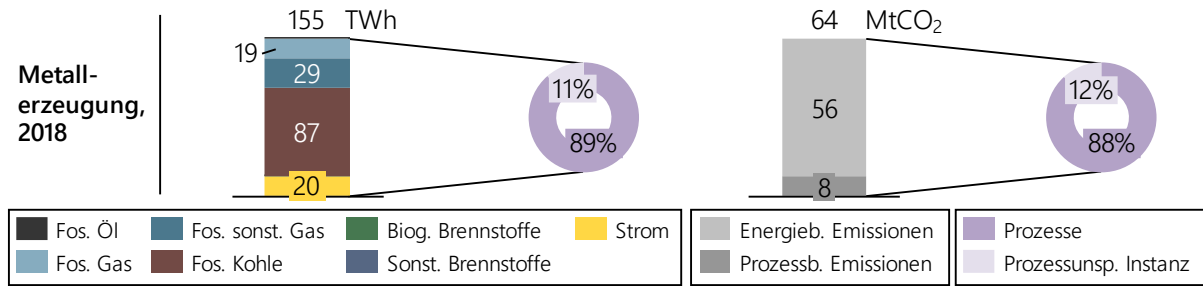
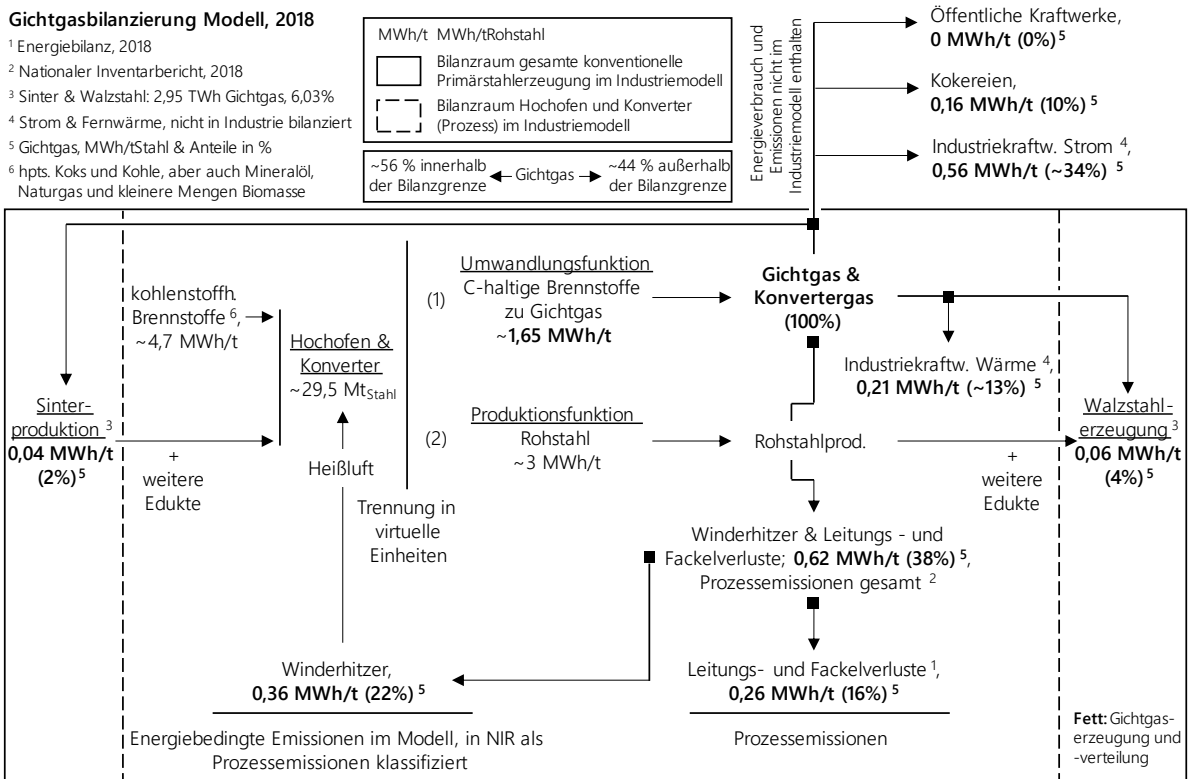


Abbildung 5-11: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „Metallerzeugung“, mit Prozessanteil

Die modellseitig hinterlegten Prozesse decken in 2018 knapp 90 % des Endenergieverbrauchs und der Emissionen der Metallerzeugung ab.

Abbildung 5-12 visualisiert die Gichtgasbilanzierung des Modells.



Anm.: Emissionen entstehen ausschließlich bei der Gichtgasnutzung bzw. Verlusten lt. nationalem Inventarbericht: Emissionsfaktor Gichtgas: 0,94 tCO₂/MWh

Abbildung 5-12: Gichtgasbilanzierung im Modell Smlnd

Der nationale Inventarbericht [76] verbucht die Gichtgasverbrennung in der Metallerzeugung bei den prozessbedingten Emissionen. Die Verbrennung des in der Anwendungsbilanz im Energieverbrauch enthaltenen Gichtgases fließt durch die bottom-up Berechnung jedoch bereits in die energiebedingten Emissionen des industriellen Bilanzraums ein. Wie Abschnitt 5.2 ausführlich erläutert, vermeidet der industrielle Bilanzraum die Doppelbilanzierung, indem die prozessbedingten Emissionen der Metallerzeugung um die Gichtgasemissionen vermindert werden. Die Methode ist auch für den Prozessemissionsfaktor auf Prozessebene anzuwenden. Es verbleiben lediglich die in der Energiebilanz Zeile 41 ausgewiesenen Fackel- und Leitungsverluste, welche den prozessbedingten Emissionen zugerechnet werden. Der Prozessemissionsfaktor der Stahlerzeugung im Hochofen verringert sich von ~0,6 tCO₂/t_{Stahl} [76] auf ~0,24 tCO₂/t_{Stahl} in 2018. Das in den Wärmerückgewinnern verfeuertes Gichtgas fließt

hingegen in die bottom-up berechneten energiebedingten Emissionen ein. Knapp 56 % des Gichtgasverbrauchs und der -emissionen verbucht das Modell innerhalb des industriellen Bilanzraums. Der nationale Inventarbericht hingegen bilanziert aufgrund des Einbezugs der stromerzeugenden Gichtgasverbrennung in Industriekraftwerken einen Anteil von etwa 90 % der Emissionen in der Industrie. Die den industriellen Bilanzraum vorgebende Anwendungsbilanz verbucht die Stromerzeugung in Industriekraftwerken hingegen als Umwandlungseinsatz (Bereitstellungssektor). Kokereien außerhalb des industriellen Bilanzraums nutzen das verbleibende Gichtgas. Statt den Koksverbrauch auf Prozessebene zu bilanzieren, welcher der Umwandlung in Gichtgas dient, wird er vorab vom spezifischen Verbrauch der Prozesse abgezogen (Umwandlungs- und Produktionsfunktion, vgl. Abbildung 5-12).

Die im Wirtschaftszweig modellierten Prozesse, Prozessschritte und zugehörigen Parameter zeigt Tabelle 5-11. Die ausgewiesenen Ergebnisse beruhen im Wesentlichen auf [78], [269], [270], [77], [76], [244], [149], [46], [84], [212], [31], [167] und [271].

Tabelle 5-11: Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „Metallerzeugung“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Sinter	Bandsintern, Sinterkühlen	Sinter	25 823	1,1	Fos. Kohle: 7,7 Fos. sonst. Gas: 1,1 Sonstige: 0,2	3,6	0,0
(1) Primärstahl Hochofen	Roheisen erzeugen im Hochofen, Kohlenstoffanteil im Sauerstoffkonverter reduzieren, initiales Vergießen	Rohstahl	29 507	1,4	Fos. Kohle: 70,9 Fos. sonst. Gas: 16,7 Sonstige: 0,9	37,7	7,1
(2) Primärstahl Direktreduktion, Reduktionsgas (RG)	Dampfpreformierung, mit Reduktionsgas Eisenoxid direkt reduzieren, Schmelzen im Elektrolichtbogenofen (MIDREX)	Rohstahl	556	0,4	Fos. Gas: 1,2 Sonstige: 0,3	0,4	0,0
(3) Sekundärstahl	Schmelzen im Elektrolichtbogenofen, initiales Vergießen	Rohstahl	12 551	7,1	Fos. Gas: 2,3 Fos. Kohle: 1,7 Sonstige: 0,2	1,3	0,1
Walzstahl	Erwärmen, Umformen (Warmwalzen), ggf. Kaltwalzen, ggf. Wickeln von Stahlcoils	Gewalzter Stahl	36 063	4,6	Fos. Gas: 14,9 Sonstige: 4,6	6,0	0,0

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Das Modell bildet die Stahlerzeugung vom Sintern bis zum Walzen des Rohstahls ab, unterteilt einzelne Verfahrensschritte jedoch in separate Einheiten. Die konventionellen Hauptverfahren der Stahlproduktion bilden die primären Routen im Hochofen mit Koks (1) und in der Direktreduktion mit Reduktionsgas (2) sowie die Sekundärroute im Elektrolichtbogenofen (3) (vgl. Tabelle 5-11). Die Sekundärroute verbraucht nur etwa 30 % (~0,9 MWh/t) so viel Energie wie die Primärstahlerzeugung (Primärstahl Hochofen: ~3,05 MWh/t)²⁷, ist jedoch auf den verfügbaren Stahlschrott begrenzt [78], [84], [31]. Statt der emissionsintensiven Kohle setzt die Sekundärstahlproduktion überwiegend elektrische Energie ein. Die auf Wasserstoff basierende Direktreduktion, welche ein ähnliches Prinzip wie die Direktreduktion mit Reduktionsgas verfolgt, bildet bei emissionsarmem Strom und elektrolytisch gewonnenem Wasserstoff eine weitestgehend klimaneutrale Alternative zur Hochofenroute. Sie ist voraussichtlich ab 2025 marktreif [32], [270], [78]. Bei den aktuellen Energiekosten sind die Betriebskosten der H₂-Stahlerzeugung jedoch deutlich höher als die der Hochofenroute. Für deren Betrieb müssen obendrein große Mengen an erneuerbarem Wasserstoff in Elektrolyseanlagen erzeugt werden, die derzeit in diesem Maßstab noch nicht gebaut sind. Die Erzeugung des Wasserstoffs sowie das anschließende Schmelzen im Elektrolichtbogenofen benötigen gleichfalls große Mengen erneuerbaren Strom [78]. Da Kohlenstoffanoden im Elektrolichtbogenofen den Kohlenstoffgehalt des Stahls einstellen, verbleiben sowohl in der H₂-Stahl- wie auch der Sekundärstahlroute prozessbedingte Restemissionen in Höhe von ~0,007 tCO₂/t_{Stahl} [76], [78]. Voraussichtlich ab 2035 stehen

²⁷ vgl. Abbildung 5-12, inkl. Stromverbrauch ~0,05 MWh/t

die benannten Stahlrouten zudem im Wettbewerb mit dem Hlsarna-Verfahren [208]. Das Hlsarna-Verfahren reduziert den Energieverbrauch und die Emissionen im Vergleich zur Hochofenroute um etwa 15 - 20 %, indem auf die Prozessschritte des Sinterns bzw. Pelletierens und der Kokserzeugung in Kokereien verzichtet wird [208], [32], [272], [273], [274]. Zudem generiert das Hlsarna-Prinzip einen CO₂-reichen Abgasstrom, welcher die CO₂-Abscheidung vereinfacht [32].

Neben der Stahltransformation durch den Wechsel auf alternative Verfahrensrouten können die CO₂-Emissionen des am Hochofen genutzten Gichtgases abgeschieden werden. Die weiterhin bestehende Gichtgasnutzung in anderen Teilsystemen einbeziehend, können jedoch lediglich zwischen 30 und 40 % der Gichtgasemissionen segregiert werden (Winderhitzer und Abfackeln) [53].

Außerdem können alternative Energieträger die Emissionen der Stahlproduktion vermindern. Beispielsweise können bis zu 20 % Biomasse bzw. Wasserstoff in den konventionellen Hochofen eingeblasen werden [159], [160], [161]. Als eine der letzten Optionen könnten darüber hinaus die verbleibenden fossilen Kohlenstoffanoden im Elektrolichtbogenofen durch synthetische Kohle, wie sie beispielsweise bei der Methanpyrolyse (Carbon Black) anfällt, ersetzt werden [109].

Bei den konventionellen Verfahren der Stahlproduktion bestehen auch weiterhin Effizienz- und Abwärmepotenziale, die den Energieverbrauch und die Emissionen in der industriellen Transformation senken. Beispielsweise besteht die Option die Gichtgasverluste bei etwa 50 % der Hochofen durch einen Doppelglockenverschluss zu vermindern [83]. Zudem existieren verbleibende Abwärmepotenziale bei der als Koppelprodukt entstehenden Hochofenschlacke [83]. Könnte die Abwärme zur Prozessdampferzeugung genutzt werden, entstünden Energieeinsparungen von etwa 17 kWh/t_{Stahl} bei Kosten von etwa 4 €₂₀₁₃/t_{Stahl} [83].

5.4.7 NE-Metalle, -gießereien

Der Bilanzraum des Wirtschaftszweigs „NE-Metalle, -gießereien“ umschließt die Wirtschaftszweiggruppen „24.4“ und „24.5“ nach WZ 2008 [170]. Die Energiebilanz weist den Wirtschaftszweig in Zeile 55 aus [167]. Wie Abbildung 5-13 zeigt, setzt die Nichteisenmetallerzeugung und -verarbeitung hpts. Strom und Gas ein. In Summe mit den niedrigen Prozessemissionen fallen die spezifischen direkten Emissionen des Wirtschaftszweigs (0,15 tCO₂/MWh) auch deshalb im Vergleich zur Eisen- und Stahlerzeugung (0,41 tCO₂/MWh) deutlich niedriger aus.

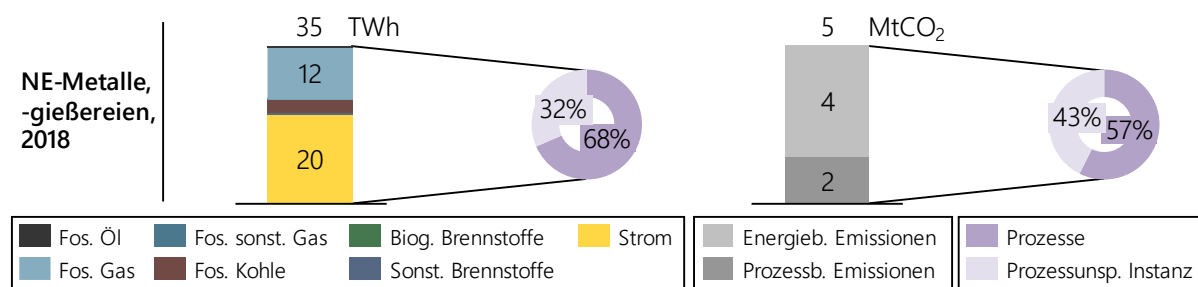


Abbildung 5-13: Endenergieverbrauch und Emissionen im Wirtschaftszweig „NE-Metalle, -gießereien“, mit Prozessanteil

Etwa 68 % des Energieverbrauchs bzw. 57 % der Emissionen des Wirtschaftszweigs decken individuelle Prozesse ab. Die modellierten Prozesse und Prozessschritte sowie sie charakterisierende Parameter stellt Tabelle 5-12 heraus. Die Inhalte von Tabelle 5-12 gehen auf die Daten und Erkenntnisse in [275], [276], [76], [149], [277], [84] und [278] zurück. Den größten Einzelstromverbraucher im Wirtschaftszweig bildet die Primäraluminiumproduktion, welche hauptsächlich Aluminiumoxid einsetzt, um es mittels Schmelzflusselektrolyse zu Aluminium zu reduzieren [279]. Da der Energieinhalt des als Rohstoff

eingesetzten Kupferoxids im Produktionsprozess genutzt werden kann, benötigt die Primärkupferproduktion im Vergleich deutlich weniger Energie. Beiden Primär- stehen Sekundärprozesse gegenüber, die Metallschrotte verwerten. Zur Produktion von Sekundäraluminium werden nur etwa 5 - 10 % der für die Primärproduktion eingesetzten Energiemenge benötigt [276], [279]. Im Gegensatz dazu verbraucht die Sekundär- im Vergleich zur Primärkupferproduktion in Abhängigkeit des Aufbereitungsaufwands des Kupferaltmetalls im Schnitt sogar mehr Energie [58], [278]. Das bereits energiereiche Kupferoxid deckt einen wesentlichen Teil der benötigten Prozessenergie der Primärkupferproduktion. Beiden Sekundärprozessen gemein ist hingegen die Abhängigkeit von der Schrottverfügbarkeit und Qualität [58]. Die maximalen Anteile der Sekundärrouten am homogenen Produkt werden aus exogenen Szenarien übernommen und finden sich in Tabelle 10-44 im Anhang. Ebenso ist die Sekundärproduktion in ihrer Anfangsinvestition in beiden Fällen deutlich geringer [280], [46], [183].

Tabelle 5-12: Parameter modellierter Prozesse des Wirtschaftszweigs „NE-Metalle, -gießereien“, 2018

Prozess	Prozessschritte (Bilanzgrenze)	HP ¹ (t)	PM ² (kt)	Strom (TWh)	Brennstoffe (TWh)	Eb-Emiss. ³ (MtCO ₂)	Pb-Emiss. ⁴ (MtCO ₂)
Aluminium-oxid	Bayer-Prozess: Bauxit mischen, im Autoklav behandeln, Eindicken, Ausrühren, Kalzinieren	Aluminium-oxid	1 073	0,2	Fos. Gas: 2,7 Sonstige: <0,1	0,6	0
Primär-aluminium	Anodenbacken, Aluminiumoxid in Schmelzflusselektrolyse (Hall-Héroult-Prozess) reduzieren	Aluminium	560	8,8	Brennstoff: 0,2	0,0	0,7
Sekundär-aluminium	Schrottaufbereitung, Schmelzen mit integriertem Barrengießen, Raffinieren (exkludiert: Salzschlackeaufbereitung)	Aluminium	671	0,2	Fos. Gas: 0,9 Sonstige: <0,1	0,2	<0,1
Aluminium-gießereien	Einschmelzen, Druckguss-Prozess, Wärmebehandlung	Aluminium gegossen	1 008	2,9	Fos. Gas: 3,0 Sonstige: 0,2	0,7	<0,1
Aluminium Walzen	Homogenisieren, Heißwalzen, Kaltwalzen, Glühen	Aluminium gewalzt	2 346	1,2	Fos. Gas: 1,3 Sonstige: <0,1	0,3	0
Primär-kupfer	Kupferoxid trocknen, Schmelzen, Schlacke reinigen, Umwandeln (Konverter), Reduzieren (Anodenofen), Initiales Gießen, Kupferelektrolyse, Abgasreinigung	Kupfer-kathoden	404	0,4	Fos. Gas: 0,2 Sonstige: <0,1	0,1	<0,1
Sekundär-kupfer	Kayser Recycling System mit Materialaufbereitung, Schmelzen, Umwandeln (Konverter), Reduzieren (Anodenofen), initiales Gießen, Kupferelektrolyse, Abgasreinigung	Kupfer-kathoden	293	0,3	Fos. Öl: 0,2 Sonstige: 0,2	0,1	0,1
Kupferbearbeitung	Kupferkathoden schmelzen, Strangguss und Drahtherstellung	Bearbeitetes Kupfer	1 858	0,3	Fos. Gas: 0,9 Sonstige: <0,1	0,2	<0,1

¹Homogenes Produkt, Hauptprodukt; ²Produktionsmenge; ³Direkte energiebedingte THG-Emissionen; ⁴Direkte prozessbedingte THG-Emissionen

Das Gießen ist mit einem spezifischen Energieverbrauch von 5,6 MWh/t [275] ggü. dem Walzen von Aluminium (0,7 – 1 MWh/t) [281], [276] deutlich energieintensiver. Im Gegensatz zum, Aluminiumgießen wird das Material beim -walzen annahmegemäß nicht mehr eingeschmolzen, sondern lediglich erwärmt bzw. aus den Vorprozessen genutzt. Ebenso wie bei der Kupferbearbeitung verbleiben beim Aluminiumgießen und -walzen Potenziale, die gasbasierten Schmelz- und Warmhalteöfen durch elektrische Anlagen zu ersetzen [58], [202]. Der Einsatz von Wasserstoff ist in der weiterverarbeitenden Metallurgie hingegen begrenzt. Es kann zur Wasserstoffeinlagerung bzw. -versprödung und damit zur Porosität der Metalle kommen [195], [282], [196], [194]. Andere kohlenstoffhaltige Brennstoffe wie Biomasse können hingegen einen Teil der brennstoffbasierten Wärmeerzeugung übernehmen. Die Temperaturniveaus der Prozesse im Wirtschaftszweig erreichen überwiegend Bereiche über 1 000 °C [31], [283], [284].

Prozessemissionen fallen im Wirtschaftszweig vor allem durch die sich im Prozess verzehrenden Kohlenstoffanoden der Aluminiuelektrolysezellen an [76], [285]. Inerte Anoden könnten den Kohlenstoffverzehr um rund 98 % verlangsamen (Wechsel alle drei Jahre statt alle 25 Tage) [83]. Die Kombination mit benetzten Kathoden erlaubt es, den zusätzlichen Stromverbrauch der inerten Anode zu kompensieren [83]. In Kombination senken die Technologien die Prozessemissionen bei gleichzeitig stabilem Energieverbrauch [83]. Weitere inkrementelle Maßnahmen wie die verbesserte Prozessregelung

[83], [82] und die Verringerung von Widerstandsverlusten [83] ermöglichen es, verbleibende Effizienzpotenziale in der Aluminiumproduktion auszuschöpfen. In Summe könnten die beiden Maßnahmen den Energieverbrauch der Primäraluminiumproduktion um etwa 190 kWh/t senken. Es entstünden Kosten in Höhe von etwa 8 €₂₀₁₃/t [83]. Ebenso wie beim Hochofen fällt bei der Primärproduktion von Kupfer Industrieschlacke an, die den Ofen bei hohen Temperaturen verlässt. Das damit verbundene Abwärmepotenzial bietet hohe Potenziale, um Ausgangsstoffe zu trocknen, vorzuwärmen oder mittels Dampfturbine Strom zu erzeugen [83].

5.4.8 Wirtschaftszweige ohne Prozessabbildung

Die in Abbildung 5-14 zusammengefassten, verbleibenden sieben Wirtschaftszweige²⁸ [167], [170] beinhalten keine individuellen Prozesse. Aufgrund des regen Einsatzes von Querschnittstechnologien wie elektrischen Pumpen, Kompressoren und sonstiger mechanische Energie zeichnen sie sich durch einen hohen Stromanteil am Endenergieverbrauch und vergleichsweise niedrigen direkten Emissionen aus. Insgesamt umfassen die verbleibenden sieben, und damit die Hälfte der nominell 14 Wirtschaftszweige, nur 26 % des gesamten Energieverbrauchs und 14 % der gesamten Emissionen.

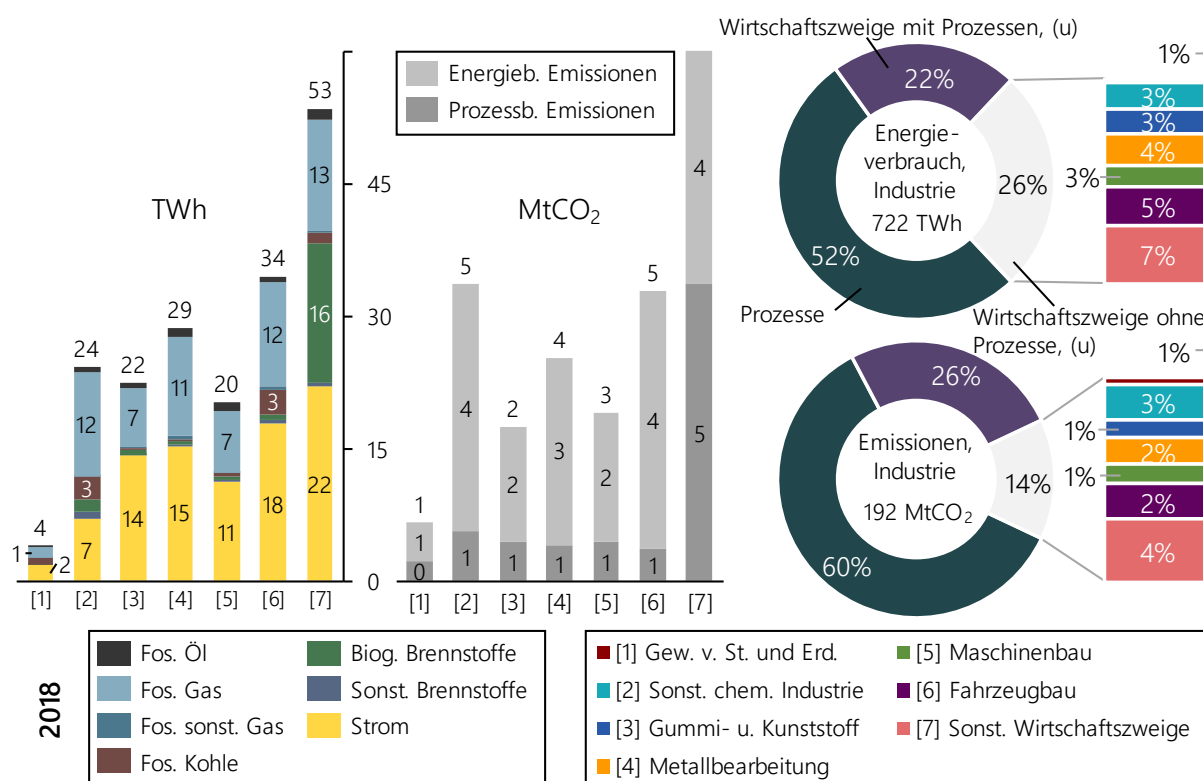


Abbildung 5-14: Endenergieverbrauch und Emissionen der Wirtschaftszweige ohne Prozesse (links), Anteile Energieverbrauch und Emissionen aufgeteilt nach Prozessen, Wirtschaftszweigen mit Prozessen (Prozessunspezifisch (u)) und Wirtschaftszweigen ohne Prozesse (u) (rechts)

Die energie- und emissionsintensiven Prozesse zusammengenommen decken hingegen etwas mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs (52 %) und deutlich mehr als die Hälfte der Emissionen (60 %) des industriellen Bilanzraums ab (vgl. Abbildung 5-14). Die prozessunspezifischen Instanzen je Wirtschaftszweig bilden dementsprechend 48 % des Energieverbrauchs und 40 % der Emissionen ab.

Um den prozessunspezifischen Verbrauch der 14 Wirtschaftszweige zu defossilisieren, stehen generische Optionen zur Verfügung. So steigern prozessunspezifische Maßnahmen die Energieeffizienz und nutzen

²⁸ Energiebilanzzeilen 46, 50, 51, 56, 57, 58 und 59

Abwärmepotenziale. Beide Vorgänge senken den Energieverbrauch. Die Transformation der bisher verwendeten, konventionellen Thermoprozessanlagen und Brenner ermöglicht es zum einen, den Energieverbrauch zu senken (z. B. Wärmepumpe statt Ölkessel), zum anderen klimaneutrale Energieträger einzusetzen (z. B. Wasserstoff in der Brennstoffzelle statt Gas im Gaskessel).

Im Gegensatz zu den prozessbedingten Emissionen von Prozessen, für die in der Regel bereits Teillösungen zur Verminderung bestehen (z. B. alternative Verfahrensrouten), existieren für die prozessbedingten Emissionen prozessspezifischer Instanzen kaum Minderungsoptionen. Heterogene Verfahren, kleinteilige Prozessschritte und eine breite regionale Verteilung grenzen die Optionen meist auf wenige Technologien ein. Selbst bei homogenen, größeren Emittenten bleibt bei hoher Klimaschutzambition aus heutiger technologischer Sicht oft keine andere Option, als die prozessbedingten Emissionen mittels CO₂-Prozessabscheidung abzutrennen und zu speichern. Bei kleineren Verfahren ist die CO₂-Prozessabscheidung hingegen meist keine praktikable Lösung: zu hoch ist der Transportaufwand, zu klein der Nutzen je Unternehmen. Um die prozessbedingten Emissionen der prozessspezifischen Instanzen (alles außer Prozesse) zu verringern, welche immerhin 47 % der gesamten prozessbedingten Emissionen ausmachen, ist das Modell deshalb auf generische Optionen wie die CO₂-Luftabscheidung beschränkt. Eine andere Option steht dem Modell aus heutiger technologischer Sicht nicht zur Verfügung.

5.5 Industrieller Rahmen: Energiesystemdaten

Die Energiesystemdaten koppeln die Industrie mit dem Energiesystem und geben den aktuellen und prospektiven energiewirtschaftlichen und -politischen Rahmen vor.

Die systemischen Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren beeinflussen die Ausgestaltung der zukünftigen Industrie maßgeblich. Beiden zugrunde liegen die vordefinierten Energieträger des Modells. Das Modell unterscheidet elf Energieträger, die mehrere Subenergieträger einschließen. Die konventionellen, synthetischen und subsumierten Energieträger fasst Tabelle 5-13 zusammen. Die Konventionellen gehen auf die Energieträger der Energiebilanz zurück [167].

Tabelle 5-13: *Energieträger des Modells und zugeordnete Subkategorien der Energiebilanz*

Konventionelle Energieträger des Modells:	Fossiles Öl	Fossile Gase	Fossile sonst. Gase	Fossile Kohlen	Biogene Brennstoffe	Sonstige Brennstoffe	Strom
Zeile 46 - 59 (Industrie) in der Energiebilanz [167]	Spalte ¹ 11 - 21	Spalte 24 - 25	Spalte 22 - 23	Spalte 3 - 10	Spalte 27 - 28	Spalte 29	Spalte 30
Subkategorien: Energieträger der Energiebilanz (z. B.)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Heizöl leicht ▪ Heizöl schwer ▪ Raffineriegas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erdgas ▪ Grubengas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gicht- u. Konvertergas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steinkohle ▪ Braunkohle 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Biomasse ▪ Erneuerbare Abfälle 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nichterneuerbare Abfälle 	-
Synthetische Energieträger des Modells:	Wasserstoff		Syn. Gas		Syn. Öl	Syn. Kohle	

¹Spalten der Energiebilanz mit Energieträgern (2015 - 2018), im Original nicht nummeriert, beginnend mit Spalte A [167]

Neben den Energieträgerkosten und den energiebedingten Emissionsfaktoren, diskutiert Abschnitt 5.5 weitere Energiesystemdaten des Modells.

5.5.1 Energieträgerkosten

In energieintensiven Industrien machen die Energieträgerkosten teils mehr als 50 % der Produktionskosten aus [286], [58], [262]. Da die Wahl von Prozessen, Technologien und Maßnahmen den Energiemix substanziell beeinflusst und die Energiekosten reziprok auf den Energiemix rückwirken, gestalten die Energieträgerkosten die industrielle Transformation maßgeblich mit [31].

Die fundierte und begründete Auswahl geeigneter Energieträgerkosten ist entscheidend für realitätsnahe Industrieszenarien. Aufgrund des langfristigen Charakters der Szenarien fließen kurzfristig auftretende Extrema des Marktes nicht in die Energiekostenentwicklung ein. Prospektiv wären sie auch kaum abzuschätzen. Zum Zeitpunkt der Datenerhebung existieren für die meisten Energieträger tatsächlich auftretende Kostendaten für die Jahre 2015 bis 2020. Um unterjährige, kurzfristige Preisausschläge zu nivellieren, werden Jahresdurchschnittswerte gebildet. Da Durchschnittswerte für das Jahr 2020 zur Verfügung stehen, fließen die niedrigen Kosten während der COVID-19 Pandemie in 2020/2021 teilweise in die industriellen Szenarien ein [123]. Die Projektionen neutralisieren das extreme Kostenjahr, indem sie 2019 statt 2020 als Basis nutzen. Die sehr hohen Kosten während des Russland-Ukraine Konflikts in 2022 [125], [126] liegen hingegen außerhalb des verfügbaren Datenzeitraums und gehen dementsprechend nicht in die Energiekostenentwicklung ein.

Die Simulationen in Smlnd nehmen eine makroökonomische Perspektive ein. Dementsprechend bewegen sich auch die Energieträgerkosten auf makroökonomischer Ebene. Steuern, Abgaben, Umlagen, Unternehmensgewinne und -deckungsbeiträge, die durch den Energietransport und -handel innerhalb Deutschlands erzielt werden, exkludieren die Energieträgerkosten weitestgehend. Die Energieträger beinhalten folglich lediglich die Kosten der Erzeugung, des Transports und die Gewinne im Ausland. Beispielsweise werden das hauptsächlich importierte Rohöl und die Steinkohle zu Grenzübergangspreisen (Einfuhrpreise), Braunkohle hingegen zu den inländischen Erzeugungskosten bewertet.

Die Erhebung der konventionellen Energieträgerkosten identifiziert relevante Subkategorien je Modellenergieträger anhand der Energiebilanz [167] und wählt sie unter Berücksichtigung der literarischen Datenverfügbarkeit aus. Beispielsweise repräsentieren „Braunkohle“ und „Steinkohle“ den Modellenergieträger „fossile Kohlen“. Die erhobenen Kosten werden anhand der Energiebilanz jahresspezifisch gemittelt. [77], [262], [79], [39], [287], [288], [289], [290], [291], [292], [293], [294], [295], [296], [297], [298], [293], [299], [300], [301], [302], [292], [303], [304], [305], [306], [307], [308], [309]

Im Gegensatz zu den Konventionellen enthalten die heutigen Energiebilanzen die synthetischen Energieträger nicht. Die Erhebung erfolgt deshalb anhand von wissenschaftlichen Projektionen und energie- und klimapolitischen Szenarien [310], [311], [54], [39], [52], [40], [312], [63]. Die Energieträgerkosten synthetischer Brennstoffe, darunter Wasserstoff sowie synthetisches Gas, synthetisches Öl und synthetische Kohle hängen stark von der Produktionskette und den damit verbundenen Umwandlungsschritten ab. Die zugrundeliegenden Annahmen der jeweiligen Erzeugungsrouten sowie der Herkunftsort beeinflussen die Energieträgerkosten maßgeblich. Um möglichst plausible und valide prospektive Kosten synthetischer Energieträger abzuleiten, werden mehrere Studien und Produktionswege analysiert und anschließend gewichtet gemittelt. Ziel ist es, mögliche Extrema auszugleichen und unplausible Annahmen zu nivellieren.

Die Stromkosten in den Basisjahren entsprechen den realen Großhandelspreisen der Day-Ahead EPEX Spot [313]. Der Börsenstrompreis umfasst Erzeugung, Service und Vertrieb. Alle Steuern, Umlagen und Abgaben sind ausgeklammert. Der Börsenstrompreis nähert sich demgemäß der makroökonomischen Modellperspektive an. Die Entwicklung der Stromkosten berechnet das ISAAr-Modell der FfE institutsintern [314]. Es wird auf das ambitionierte Klimaschutzszenario „fuEL“ zurückgegriffen [63].

Abbildung 5-15 visualisiert die Ergebnisse der Energieträgerkostenerhebung im Status Quo und der industriellen Entwicklung. Die projizierten Kosten konventioneller Brennstoffe (links) ändern sich im Zeitverlauf kaum. Die makroökonomischen Stromkosten steigen bis 2050 jedoch auf bis zu 80 €/2018/MWh. Politische Steuerungsinstrumente wie Abgaben und Umlagen (z. B. CO₂-Preis) auf mikroökonomischer Ebene, welche Abbildung 5-15 ausklammert, können dem überwiegend fossilen Charakter konventioneller Brennstoffe zukünftig Rechnung tragen.

Die makroökonomischen Kosten synthetischer Brennstoffe sinken hingegen größtenteils von einem sehr hohen auf ein hohes Niveau im Zeitverlauf (rechts). Beispielsweise nehmen die Kosten synthetischen Gases (Methan) zwischen 2025 und 2050 um 32 % ab. Im Ausland hochlaufende erneuerbare Energien sowie etablierte Handelsrouten und Transportwerte tragen dazu bei [311]. Die Wasserstoffkosten hingegen steigen infolge des Wechsels von in den Anfangsjahren überwiegend dampfreformiertem zu in den Folgejahren hauptsächlich elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff im Zeitverlauf [63]. Aufgrund der weiteren Umwandlungsschritte sowie der damit einhergehenden schlechteren Wirkungsgradkette und trotz der besseren Transporteigenschaften liegen die Kosten synthetischer Kohle, synthetischen Öls und Gases (absteigend günstiger) stets über denen von Wasserstoff [310], [311]. Die vollumfängliche und aufwendige Methode sowie die vollständigen Ergebnisse der Erhebung konventioneller und synthetischer Energieträgerkosten beschreibt Abschnitt 10.2.2 im Anhang.

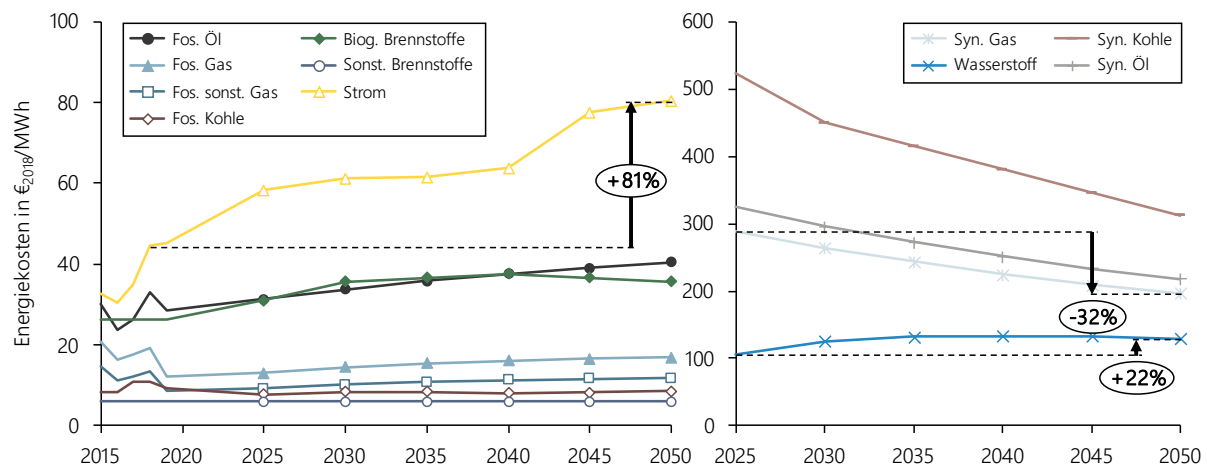


Abbildung 5-15: Energieträgerkosten im Status Quo und in der industriellen Transformation

5.5.2 Energiebedingte Emissionsfaktoren

Zur Modellierung industrieller Transformationspfade sind energiebedingte Emissionsfaktoren abzuleiten. Das Modell grenzt die energiebedingten Emissionsfaktoren in drei Kategorien voneinander ab. Die Kategorien dienen verschiedenen Anwendungsfällen (vgl. Tabelle 3-2, Abschnitt 3.2). Für die erste Kategorie sind die verbrennungsbedingten Emissionen der konventionellen und synthetischen Brennstoffe zu erheben. Die zweite Kategorie baut auf der ersten auf, bilanziert Energieträger mit erneuerbarem Kohlenstoffkreislauf jedoch mit Nullemissionen (z. B. biogene Brennstoffe, synthetisches Gas). Um die in Kategorie 3 berücksichtigt zudem Stromemissionen der Industrie, die nach dem Quellprinzip im Bereitstellungssektor anfallen.

Die grundlegenden verbrennungsbedingten Emissionsfaktoren entstammen [76] und werden mittels einer eigens entwickelten Methode hauptsächlich auf Basis der Energiebilanz an die Energieträger des Modells angepasst. Zunächst ordnet die Methode die Standardemissionsfaktoren den Energieträgern der Energiebilanz zu. Um die Zuordnung der biogenen Emissionsfaktoren zu den biogenen Energieträgern zu erleichtern, greift die Methode auf die Schlüsselung in [110] zurück. Die Energieträger der Energiebilanz wiederum sind den übergeordneten Modellenergieträgern eindeutig zugewiesen. Um die energiebedingten Emissionsfaktoren des Modells zu erlangen, bildet die Methode das gewichtete Mittel über die Standardemissionsfaktoren und den Energieverbrauch je Energieträger. Der Vorgang wiederholt sich je historischem Basisjahr [110], [77], [165], [166], [167].

Die Emissionsfaktoren synthetischer, gasförmiger und flüssiger Kohlenwasserstoffe bzw. festen Kohlenstoffs können nicht basierend auf der Energiebilanz abgeleitet werden. Die Emissionsfaktoren synthetischer Gase

und festen Kohlenstoffs (Kohle) gehen aus der stöchiometrischen Gleichung der reinen Methan- und Kohlenstoffverbrennung hervor [315], [112], [316]. Synthetisches Methan entsteht als Produkt des Sabatier-Prozesses [104], [316], synthetischer fester Kohlenstoff als Koppelprodukt der Methanpyrolyse [109]. Die Emissionsfaktoren synthetischer, flüssiger Kohlenwasserstoffe (Öl) basieren auf den in der Fischer-Tropsch-Synthese entstehenden Produkten [108]. Die Produkte bestehen aus unterschiedlich langen Kohlenstoffketten, die jedoch typischen Energieträgern zugewiesen werden können. Den Energieträgern wiederum werden die jeweiligen Standardemissionsfaktoren [76] zugeordnet und anhand der FT-Produktanteile gewichtet gemittelt [108].

Die bei der Stromerzeugung und ausschließlich in der dritten Kategorie anfallenden spezifischen Emissionen entstammen in den Basisjahren der Literatur [97]. Die prospektive Entwicklung der Stromemissionen berechnet das ISAaR-Modell der FfE endogen [314]. Es wird auf das ambitionierte Klimaschutzszenario „fuEL“ zurückgegriffen [63]. Die vollständige Vorgehensweise zur Ableitung der energiebedingten Emissionsfaktoren enthält Abschnitt 10.2.3 im Anhang.

Die sich anhand der Methode ergebenden Emissionsfaktoren je Energieträger und Kategorie des Modells weist Tabelle 5-14 aus. Im Gegensatz zu den spezifischen Stromemissionen übernimmt die Methode die spezifischen Brennstoffemissionen des letzten Basisjahrs (2018) in den Projektionen.

Tabelle 5-14: Energiebedingte Emissionen je Energieträger und Emissionskategorie

Energiebedingte Emissionsfaktoren		Historische Basisjahre (tCO ₂ /MWh)				Projektionen (tCO ₂ /MWh)					
Kat	Energieträger	2015	2016	2017	2018	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1 & 2	Fossiles Öl	0,28	0,29	0,28	0,27				0,27		
1 & 2	Fossiles Gas	0,21	0,21	0,21	0,21				0,21		
1 & 2	Fossiles Sonstiges Gas	0,68	0,63	0,68	0,73				0,73		
1 & 2	Fossile Kohle	0,36	0,36	0,36	0,36				0,36		
1	Biogene Brennstoffe	0,37	0,37	0,37	0,36				0,36		
2	Biogene Brennstoffe			0					0		
1 & 2	Sonstige Brennstoffe	0,32	0,32	0,32	0,32				0,32		
1	Synthetisches Gas			0,2					0,2		
2	Synthetisches Gas			0					0		
1 & 2	Wasserstoff			0					0		
1	Synthetische Kohle			0,4					0,4		
2	Synthetische Kohle			0					0		
1	Synthetisches Öl	0,27	0,27	0,27	0,27				0,27		
2	Synthetisches Öl			0					0		
1 & 2	Strom			0					0		
3	Strom	0,53	0,52	0,49	0,47	0,30	0,20	0,11	0,07	0,00 ¹	0,00

¹Weicht vom Szenario in [63] ab (orig. 0,04 tCO₂/MWh), um neue Klimaneutralitätsziele bis 2045 zu berücksichtigen

Die politischen Sektorziele der Industrie beschränken sich auf die Emissionen der zweiten Kategorie. Die zweite Kategorie entspricht den nach Scope 1 GHG-Protocol bilanzierten Emissionen und wendet das Quellprinzip an [98], [94]. Um die Optimierung der industriellen Transformation an den vorgegebenen industriellen Sektorzielen zu orientieren, exkludiert die endogene Berechnung der Transformationspfade die Emissionen im Bereitstellungssektor vollständig. Die industriellen Transformationspfade im Optimierungssystem beruhen deshalb ausschließlich auf den Emissionen der ersten und zweiten Kategorie. Kategorieunabhängig klammert das Modell die etwaigen beim Energietransport entstehenden Emissionen aus.

5.5.3 Weitere Systemdaten

Die weiteren Systemdaten umfassen die Erhebung und Diskussion zum makroökonomischen Zins und dem CO₂-Preis. Im industriellen Kontext spiegelt der Zinssatz die Erwartung des Kapitalgebers ggü. dem Kapitalnehmer wider, ein Entgelt für den Produktionsfaktor Kapital zu erhalten [317]. Aus

makroökonomischer Perspektive des Industriemodells stellt der Zins den Prozentsatz dar, welcher basierend auf der Annuitätenmethode zur Wiedererlangung des eingesetzten Kapitals erforderlich ist. Zinserwartungen des Kapitalgebers bei der getätigten Investition vernachlässigt die makroökonomische Perspektive des Modells. Der im Industriemodell verwendete und auf [318] basierende Zinssatz beträgt 3,5 %. Der gewählte Zinssatz reflektiert den Wert, zu dem sich industrialisierte Volkswirtschaften langfristig monetäre Mittel für Investitionen beschaffen können [318]. Da der Zinssatz in der Modellumgebung während der kompletten industriellen Transformation konstant ist, spiegelt er einen langfristigen Durchschnittswert wider. Mittelfristige Ausschläge z. B. mit den seit 2016 bestehenden Nullzinsen für Hauptfinanzierungsgeschäfte der Europäischen Zentralbank [319], konterkariert die langfristig angelegte Perspektive des Modells (36 Jahre, 2015 - 2050).

CO₂-Preise stellen ein politisches Instrument zur Internalisierung der externen Kosten des Ausstoßes klimaschädlicher Treibhausgase dar [320]. CO₂-Preise pönalisieren THG-Emittenten zwar, jedoch bisher nicht in dem Maße, wie es die tatsächlich entstehenden externen Kosten verlangen würden [31]. Aus mikroökonomischer Perspektive wären die als Steuern und Umlagen klassifizierten politischen CO₂-Preise zu verwenden, aus makroökonomischer Perspektive hingegen die Kosten der tatsächlichen Umweltwirkung anzusetzen. Die externen Kosten (Schadenskostensatz) variieren stark und reichen je nach Zeitpräferenzrate (ZPR) von 186 €₂₀₁₈/tCO₂ (in 2016, ZPR: 1 %) bis 661 €₂₀₁₈/tCO₂ (in 2016, ZPR: 0 %) [321]. Die Zeitpräferenzrate gibt die mit dem gewählten CO₂-Preis verbundene Gewichtung des Schadens ggü. zukünftigen Generationen wieder. Eine Zeitpräferenzrate von 0 % bspw. gewichtet heutige und zukünftige Schäden gleich [321]. Die angegebenen externen Kosten steigen nach den Ergebnissen des Umweltbundesamts bis 2050 auf bis zu 754 €₂₀₁₈/tCO₂ (ZPR: 0 %) [321]. Historische Preise im europäischen CO₂-Handelssystem (EU-ETS) liegen in 2016 mit lediglich 6 €₂₀₁₈/tCO₂ deutlich darunter [149]. Zwar sind die Preise mittlerweile stark gestiegen (z. B. auf knapp 88 €₂₀₁₈/tCO₂, Stichtag: 21.02.2022, European Energy Exchange AG (EEX) Spotmarkt, [322]), schwanken jedoch auch sehr stark (z. B. 56 €₂₀₁₈/tCO₂, Stichtag: 07.03.2022, EEX Spotmarkt, [323]) und liegen immer noch deutlich unter dem Niveau der externen Emissionskosten [321]. Um auch aus makroökonomischer Perspektive realitätsnahe industrielle Szenarien konstruieren zu können und klimafreundliche Technologien nicht unrealistisch früh hochlaufen zu lassen, orientiert sich der gewählte CO₂-Preis folglich nicht allein an den externen Kosten des THG-Ausstoßes. Vielmehr werden im Zeitverlauf hochlaufende CO₂-Preise gewählt, die zunächst die mittelfristige, realitätsnahe Projektion [149] und anschließend das angestrebte hohe Niveau in der langen Frist widerspiegeln [52]. Die in Tabelle 5-15 ausgewiesenen CO₂-Preise geben die langfristige Perspektive der industriellen Szenarien wieder. Wie bei den Energieträgerkosten werden kurzfristige Preisschwankungen nicht berücksichtigt.

Tabelle 5-15: CO₂-Preise in den historischen Basisjahren und der industriellen Transformation des Modells

Jahresdurchschnitt des CO ₂ -Preises (€ ₂₀₁₈ /tCO ₂)	Historische Basisjahre, Realdaten und [149]				Projektionen [149], [52]									
	2015	2016	2017	2018	2025	2030	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2045	2050
CO ₂ -Preis	8	6	8	11	25	37	46	68	89	111	132	154	185	216

Tabelle 5-16 kombiniert den CO₂-Preis mit den Brennstoffkosten. Es zeigt sich, dass trotz stark sinkender synthetischer Brennstoffkosten und hohen CO₂-Preisen, die fossilen Energieträger auch in 2050 immer noch günstiger als ihre synthetischen Pendanten sind.

Tabelle 5-16: Spezifische Energieträgerkosten inkl. CO₂-Preis

(€ ₂₀₁₈ /MWh)	Fossiles Öl	Syn. Öl	Fossiles Gas	Syn. Gas	Fossile sonst. Gase	Fossile Kohlen	Syn. Kohlen	Biogene Brennstoffe	Sonstige Brennstoffe	Wasserstoff
2025	38	325	18	289	27	17	523	31	14	106
2050	99	218	62	197	169	86	312	36	75	129

6 Beschreibung der industriellen Szenarien

Die in den bisherigen Kapiteln beschriebenen Methoden und Daten dienen als Grundlage, um im Rahmen der Dissertation drei Technologiemixszenarien zu konstruieren. Modellseitig fußen die Szenarien auf den Ergebnissen des Optimierungssystems. Das Optimierungssystem leitet aus makroökonomischer Perspektive anhand jährlicher Modellrechnungen kostenoptimierte Transformationspfade der deutschen Industrie im Zeitraum zwischen 2019 und 2050 ab. Um die Szenarien vergleichen zu können, variiert das Modell nur wenige, exogene Charakteristika. So unterscheiden sich die Szenarien ausschließlich hinsichtlich des vorgegebenen Klimaschutzambitionsniveaus und der Vorgabe natürlicher Reinvestitionszyklen (vgl. Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Unterschiede in den industriellen Szenarien

Technologiemixszenarien		„Kein verstärkter Klimaschutz“ (TM-KK)	„Klimaneutralität“ (TM-KN)	„Klimaneutralität mit Sonderabschreibungen“ (TM-KN-SA)
Verminderung der direkten energie- und prozessbedingten Emissionen des industriellen Bilanzraums je Stützjahr ggü. 1990 ¹	2018	32 % (Ausgangspunkt)		32 % (Ausgangspunkt)
	2030	58 % (Sektorziel)		58 % (Sektorziel)
	2040			88 % (Gesamtsystemziele DE)
	2045	58 % (kein verstärkter Klimaschutz)		100 % (Gesamtsystemziele DE)
	2050			100 % (weitergehende Optimierung des Industriesektors)
Natürliche Reinvestitionszyklen		Ja	Nein	

¹Zwischen den Stützjahren werden die Zielvorgaben linear interpoliert

Das CO₂-Verminderungsziel je Sektor ist im novellierten Klimaschutzgesetz (KSG) für 2030 bereits gesetzlich verankert und deshalb von allen drei Szenarien verbindlich einzuhalten. Das KSG gibt einen maximalen CO₂-Ausstoß von 118 MtCO₂ in 2030 vor [324]. Das entspricht einer industriellen CO₂-Verminderung von etwa 58 % ggü. 1990 (281 - 284 MtCO₂) [11], [168], [76].

Ab 2030 kombiniert das Technologiemixszenario „Kein verstärkter Klimaschutz (TM-KK)“ Prozesse, Technologien und Maßnahmen ohne ein sich verschärfendes CO₂-Verminderungsziel. Statt fortan nach einem höheren Klimaschutzniveau zu streben, wird das Sektorziel im Szenario „eingefroren“. Die kostenoptimierten industriellen Transformationspfade leiten sich ab diesem Zeitpunkt fast ausschließlich nach wirtschaftlichen Kriterien ab. Den Klimaschutz reflektiert der über alle Szenarien ab 2030 stark steigende CO₂-Preis (vgl. Tabelle 5-15). Das TM-KK Szenario ist an natürliche Reinvestitionszyklen und den damit verbundenen begrenzten Anlagenaustausch gebunden. Das TM-KK Szenario dient als Vergleichsgrundlage für die Klimaneutralitätsszenarien und beschreibt das Narrativ einer Zukunft ohne weitergehende Klimaschutzambition und damit verbundene Anstrengungen. Die allgemeine industrielle Entwicklung des TM-KK Szenarios ist von ökonomischen Interessen geprägt und misst Klimaschutz und Nachhaltigkeit nur die gesetzlich verankerte Bedeutung bei.

Die beiden Technologiemixszenarien „Klimaneutralität (TM-KN)“ und „Klimaneutralität mit Sonderabschreibungen (TM-KN-SA)“ unterliegen demselben Klimaschutzambitionsniveau. Ab 2030 sind die beiden industriellen Szenarien an die im Klimaschutzgesetz verankerten Gesamtsystemziele Deutschlands gebunden. Im TM-KN-SA Szenario sind im Gegensatz zum TM-KN Szenario vorgezogene Reinvestitionen (Sonderabschreibungen) zugelassen. Der Anlagenaustausch ist folglich nicht auf natürliche

Reinvestitionszyklen begrenzt und kann auf Kostenbasis mit hohem Freiheitsgrad optimiert werden (TM-KN-SA). Das Narrativ der beiden Szenarien beschreibt eine industrielle Entwicklung, in der ökonomische Interessen, Klimaschutz und Nachhaltigkeit als gleichberechtigte Ziele fungieren. Die Industrie betreibt in den beiden Szenarien einen „aktiven“ Klimaschutz und setzt sich proaktiv dafür ein, die Klimaschutzziele zu erreichen.

Allen drei Szenarien gemein ist, dass sie die gesamten direkten industriellen THG-Emissionen, einschließlich der Nicht-CO₂-Emissionen wie Methan, Lachgas und F-Gase, umfassen. Um die industriellen Transformationspfade anhand der Sektorziele ableiten zu können, klammern die Technologiemieszenarien die Stromemissionen des Bereitstellungssektors aus (vgl. Tabelle 5-14, Emissionskategorie 2). Überlegungen und Effekte zum Carbon und Green Leakage²⁹ [325], [326] sind gegebenenfalls in den Projektionen der exogenen Wirtschaftsleistung³⁰ enthalten [53], [149], werden jedoch in den Szenarien nicht explizit verstärkt.

Die Kosten der fossilen Energieträger und von Strom nehmen in den Szenarien zu. Exklusive Wasserstoff, welcher in den Szenarien zunehmend mittels Elektrolyse statt Dampfreformierung hergestellt wird, sinken die Kosten (meist importierter) synthetischer Brennstoffe. Strom bleibt in den Szenarien jedoch stets günstiger als der Einsatz synthetischer Brennstoffe (vgl. Abbildung 5-15).

Das nachhaltige inländische Biomassepotenzial ist limitiert und deshalb auch für die Industrie nicht unbegrenzt verfügbar. Derzeit nutzt die Industrie etwa 42 TWh Biomasse (2018, inkl. Biomasse in der industriellen Fernwärme) [77]. In den Szenarien steigt das industrielle Biomassepotenzial auf bis zu 120 TWh (432 PJ) an und entspricht damit etwa einem Drittel des gesamten nachhaltigen Biomassepotenzials Deutschlands (~1 200 bis 1 300 PJ) [39], [52].

Die Szenarien lassen die CO₂-Luftabscheidung und -Prozessabscheidung zwar zu, sie unterliegt jedoch Grenzen. So ist die CO₂-Luftabscheidung auf die prozessbedingten Emissionen prozessunspezifischer Instanzen sowie im Markthochlauf begrenzt. Darüber hinaus ist die inländische CO₂-Speicherkapazität anfänglich durch das KSpG gesetzlich und fortlaufend durch Modellannahmen beschränkt [148].

Darüberhinausgehende Szenariendaten fasst Tabelle 10-2 im Anhang stützjahresscharf zusammen. Sämtlichen Szenarien stehen die bereits beschriebenen bzw. im Anhang detailliert aufgeführten Prozesse und Materialien (vgl. Abschnitt 10.4.2), Maßnahmen (vgl. Abschnitt 10.4.3), Thermoprozessanlagen und Brenner (vgl. Abschnitt 10.4.4) sowie CO₂-Abscheidungstechnologien (vgl. Abschnitt 10.4.5) zur Verfügung. Die Modellkomponenten unterliegen individuellen Restriktionen, die ebenfalls den genannten Abschnitten des Anhangs entnommen werden können.

²⁹ Carbon Leakage: Verlagerung der Industrieproduktion in andere Länder wegen geringerer Emissionsvorgaben; Green Leakage: Verlagerung der Industrieproduktion in andere Länder wegen günstigerer EE-Standortbedingungen

³⁰ Homogenes Produktionsgut (z. B. Stahl) bei Prozessen; Bruttowertschöpfung bei prozessunspezifischen Instanzen

7 Ergebnisse und Diskussion: Industrielle Transformation

Beginnend mit einem Praxisbeispiel zur Funktionalität des Optimierungssystems (Abschnitt 7.1), gibt das Kapitel die Modellergebnisse zur industriellen Transformation wieder (7.2), untersucht die Wirkung von Sonderabschreibungen sensitiv (7.3) und diskutiert die Ergebnisse im Rahmen weiterer wissenschaftlicher Arbeiten (7.4).

7.1 Funktionalität des Optimierungssystems

Abbildung 7-1 visualisiert die Funktionalität des Optimierungssystems anhand eines Praxisbeispiels. So sinken die Kosten des industriellen Bilanzraums innerhalb eines Jahres mit fortlaufender Ausführung der im Optimierungssystem iterativ verknüpften, linear optimierten Module. Die Weiteren bauen fortlaufend auf die globalen Optima ihrer Vorgängermodule auf, um die Gesamtlösung zu verbessern.

Im Praxisbeispiel werden die Gesamtkosten auf 1 normiert. Das Optimierungssystem setzt die in Abschnitt 4.3.7 beschriebene Strategie zur Modulabfolge um. Insgesamt zeigt das Beispiel 33 Iterationsschritte. Das Verfehlen der CO₂-Zielvorgabe in den ersten drei Modulausführungen (Modul 1, 2 und 1) pönalisiert das Modell mit sehr hohen Kosten (links, Iterationsschritt 1-3), indem es eine fiktive, generische CO₂-Verminderungsoption zum Erreichen der Zielsetzung nutzt. Die Module haben in der linearen Kostenoptimierung folglich einen sehr hohen Anreiz, sich allen ihnen zur Verfügung stehenden CO₂-Verminderungsoptionen zu bedienen, um den Einsatz der fiktiven CO₂-Verminderung zu vermeiden. Ist das CO₂-Verminderungsziel erreicht (rechts, ab Schritt 4), werden nur noch CO₂-Verminderungsoptionen eingesetzt, die aus makroökonomischer Perspektive eine Verbesserung des kostenbasierten Optimierungsergebnisses bedingen.

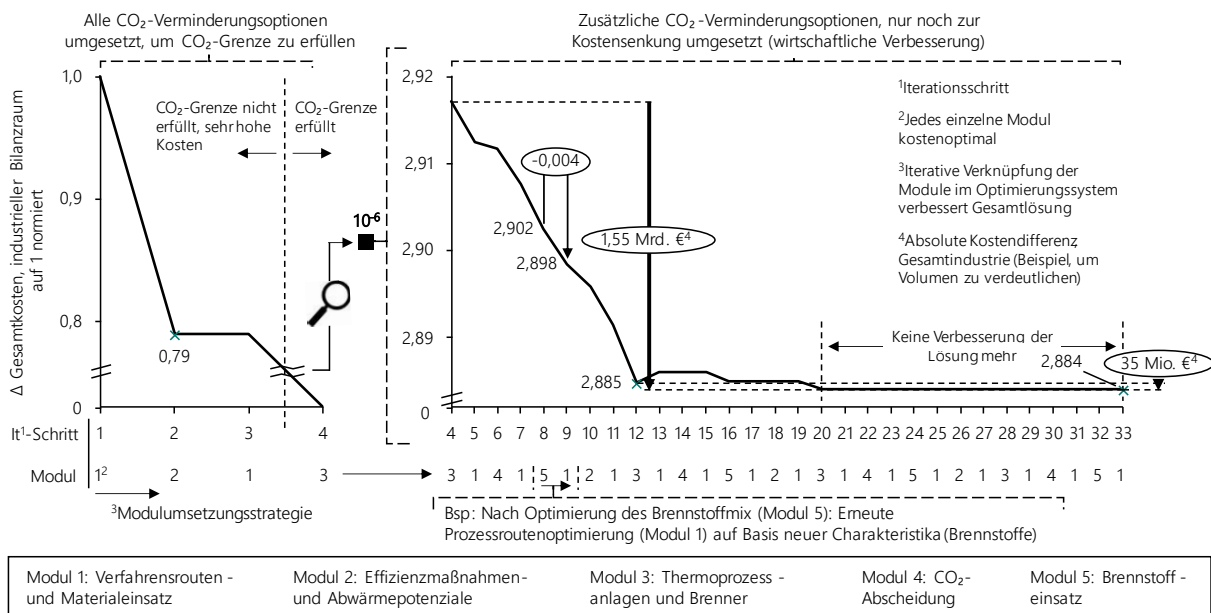


Abbildung 7-1: Funktionalität des Optimierungssystems, iterative Kostenänderung im industriellen Bilanzraum

Im Praxisbeispiel können die Module 1 und 2 die CO₂-Verminderungsvorgabe nicht erfüllen und sind deshalb mit sehr hohen Kosten verbunden (Iterationsschritt 1 und 2). Auch die erneute Optimierung der Prozess- und Materialwahl nach dem Einsatz von Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz erzielt keine Senkung der Emissionen (Schritt 3). Die hohen Kosten bleiben folglich bestehen. Erst mit der Optimierung des Einsatzes von Thermoprozessanlagen und Brennern im vierten Schritt erreicht das Optimierungssystem

erstmals die CO₂-Zielsetzung ohne sich der sehr teuren, fiktiven CO₂-Verminderungsoption bedienen zu müssen. Da die Kosten der generischen CO₂-Verminderungsoption entfallen, sinken die Gesamtkosten des industriellen Bilanzraums drastisch (rechts, Lupe, 10⁻⁶). Die nach dem dritten Modul ausgeführten Folgemodule erreichen aufgrund der anfangs eingesetzten fiktiven CO₂-Verminderungsoption zwar nur noch kleine relative Kostenänderungen, absolut gesehen erzielt das Optimierungssystem jedoch weiterhin relevante Kosteneinsparungen. So senken die Iterationsschritte 4 bis 33 die industriellen Gesamtkosten des Jahres um ~1,5 Mrd. €₂₀₁₈. So verringert beispielsweise die in Schritt 8 ausgeführte Optimierung des Brennstoffmix auch die Kosten der anschließend umgesetzten Prozessroutenwahl in Schritt 9. Der neunte Schritt setzt hierzu auf den optimierten Brennstoffmix des achten Schritts auf.

Wie Schritt 12 und 13 zeigen, sind Kostenerhöhungen im Iterationsverlauf durchaus möglich, da insbesondere das übergeordnete erste ohne nichtlineare Verknüpfung mit den weiteren Modulen nicht alle durch deren Optimierung entstehenden tatsächlichen Kosten abschätzen kann. Darüber hinaus können sich die Gesamtkosten in den Folgemodulen durch im Modul 1 nicht berücksichtigte Restriktionen erhöhen. So verteilt Modul 1 beispielsweise die durch die Prozessveränderung bedingten Neuinvestitionen in Thermoprozessanlagen anhand deren Anteils der vorherig durchgeführten Iteration. Modul 3 legt jedoch z. B. fest, dass Neuinvestitionen in Referenztechnologien nicht zulässig sind, und verschiebt die Investitionsanteile auf ggf. teurere Alternativen. Erst die spezialisierten Folgemodule bestimmen das tatsächliche Kostenminimum unter Berücksichtigung aller Restriktionen. Ab Schritt 12 senkt das Optimierungssystem die Kosten des industriellen Bilanzraums kaum noch (~35 Mio. €₂₀₁₈). Ab Schritt 20 erreicht das im Praxisbeispiel eingeschwungene Optimierungssystem keine Verbesserung der Lösung mehr.

7.2 Industrielle Transformationspfade

Die Technologiemitzenzenarien bilden einerseits eine fundierte Basis, um die technoökonomische Entwicklung des Industriesektors abzuleiten. Andererseits validieren und plausibilisieren sie die entwickelten Modellierungs- und Optimierungsmethoden.

Abbildung 7-2 visualisiert die Entwicklung des energetischen und relevanten stofflichen Verbrauchs sowie das erreichte Klimaschutzambitionsniveau der deutschen Industrie zwischen 2018 und 2050 in den Szenarien „Kein verstärkter Klimaschutz (TM-KK)“ und „Klimaneutralität (TM-KN)“. Die beiden Szenarien unterliegen bis 2030 denselben exogenen Vorgaben und nehmen bis dahin die gleiche Entwicklung.

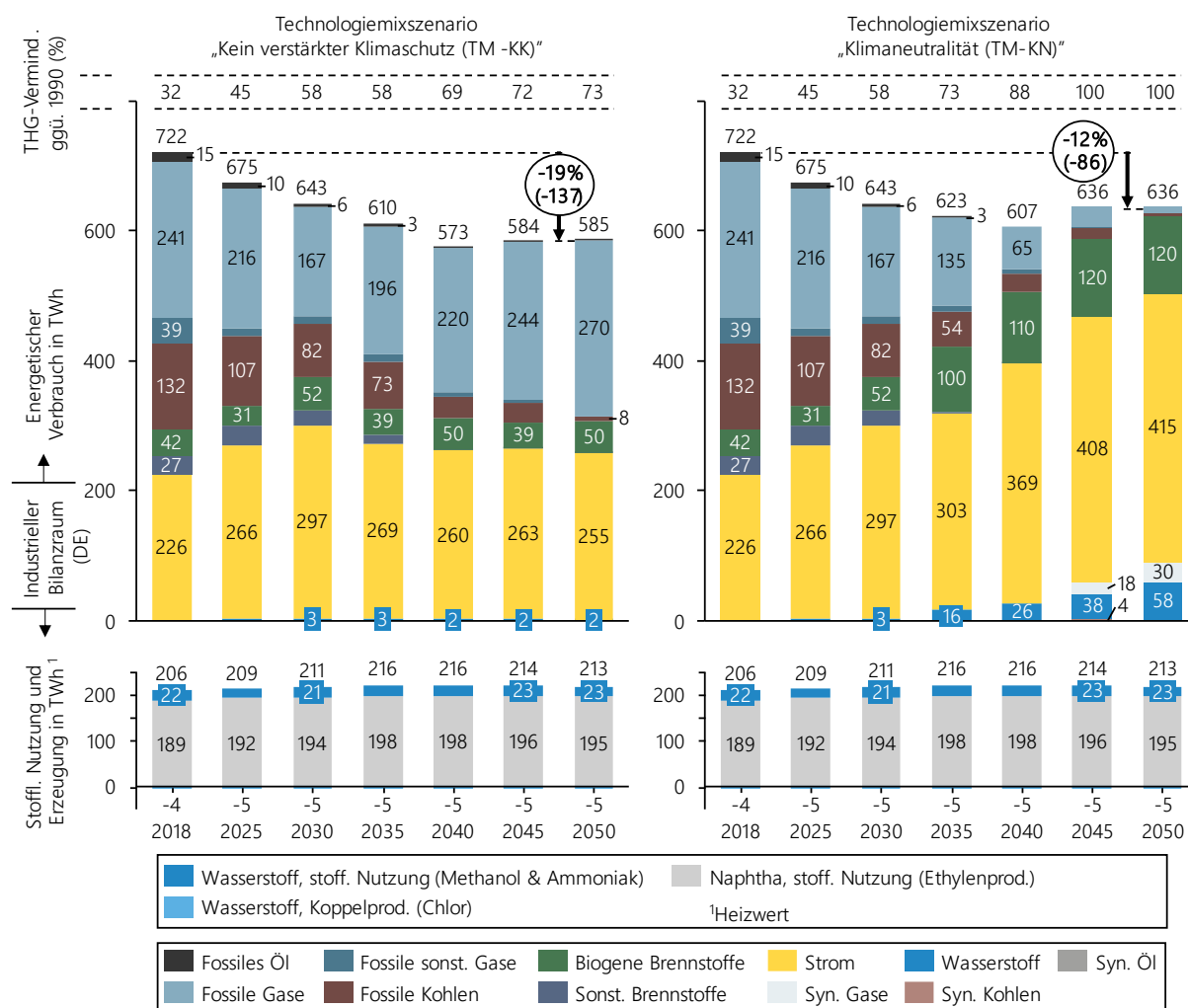


Abbildung 7-2: Entwicklung des energetischen Verbrauchs und der stofflichen Nutzung nach Energieträgern sowie THG-Verminderung ggü. 1990, Industrieller Bilanzraum (Deutschland), Endenergie

Im ab 2030 ohne CO₂-Zielbindung operierenden TM-KK Szenario dominieren auch zukünftig die Energieträger Strom und Erdgas (fossile Gase) den industriellen Energiemix. Sie nehmen bis 2050 ggü. 2018 um ~13 bzw. ~12 % zu. Das ab 2030 hauptsächlich auf wirtschaftlichen Kriterien optimierte TM-KK Szenario erzielt eine THG-Verminderung von 72 %³¹ in 2045 und 73 % in 2050 ggü. 1990.

Das Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) hingegen erreicht das vorgegebene Verminderungsziel und stellt die industriellen Treibhausgase bis 2045 klimaneutral. Damit einher geht eine nahezu Verdopplung des Stromverbrauchs, eine Verdreifachung der Biomassennutzung und der zusätzliche Einsatz synthetischer Energieträger (59 TWh) in 2045 ggü. 2018. Fossile Brennstoffe finden nur noch in Prozessen mit fast

³¹ Die Mindestzielvorgabe beschränkt sich auf eine CO₂-Verminderung von 58 % ab 2030 ggü. 1990 im TM-KK Szenario

vollständiger CO₂-Abscheidung, in Anwendungen mit sehr teuren Optionen zur Defossilisierung und weiteren Nischen Verwendung. Die verbleibenden energie- und prozessbedingten Emissionen werden im TM-KN Szenario durch die CO₂-Luftabscheidung und der Kombination aus Biomasseverbrennung und CO₂-Prozessabscheidung überkompensiert. Aufgrund des weiter steigenden CO₂-Preises, der fortwährend geltenden Zielbindung und der rückläufigen CO₂-Speicherkapazität werden die in 2045 verbleibenden fossilen Energieträger bis 2050 zunehmend reduziert. Das TM-KN Szenario substituiert sie durch elektrische Energie und synthetische Brennstoffe. In 2050 verbleiben lediglich etwa 7 TWh des mit vergleichsweise niedrigen Emissionen belasteten Erdgases und geringe Mengen fossiler Kohle (fossile Brennstoffe: < 2 %).

Der Biomasseverbrauch (biogene Brennstoffe) nimmt zunächst in beiden Szenarien aufgrund des anfangs niedrigen CO₂-Preises, ausreichend anderer Optionen zur Senkung der THG-Emissionen und günstigerer Alternativen wie Kohle und Erdgas ab. Im TM-KK Szenario pendelt sich der Biomasseverbrauch im Anschluss aufgrund des steigenden CO₂-Preises auf das heutige Niveau ein. Im TM-KN Szenario erreicht der Biomasseverbrauch die für die Industrie exogen vorgegebene Potenzialgrenze. Die klimaschädliche Verbrennung fossiler Kohlen sinkt in beiden Szenarien ab 2030 kontinuierlich. Sie werden bis 2050 in beiden Szenarien fast vollständig durch klimafreundlichere Alternativen ersetzt. Infolgedessen stellen die Szenarien auch die sehr klimawirksame Umsetzung von Gichtgas (fossile sonstige Gase) in der Industrie bis 2047 vollständig ein (Transformation der Stahlindustrie, vgl. Abbildung 7-10).

Aufgrund der hochlaufenden Niedertemperaturelektrifizierung steigt der Stromverbrauch bis 2030 in beiden Szenarien stark an. Angesichts der „eingefrorenen“ Klimaschutzambition im TM-KK Szenario sinkt der Verbrauch im Anschluss wieder. Im TM-KN Szenario erreicht die stete Elektrifizierung in 2050 bei einem Stromverbrauch von 415 TWh ihren Höhepunkt. Damit einher geht ein Elektrifizierungsgrad von 65 % im Szenario. Allein um den zusätzlichen Stromverbrauch (189 TWh) der Industrie in 2050 ggü. 2018 pro Jahr durch Windstrom zu decken, müssten bei derzeit durchschnittlich ~2 MW Leistung und 2 200 Volllaststunden [327] rund 43 000 Windenergieanlagen (WEA) hinzugebaut werden (Stand: Ende 2021)³². Die Anzahl der WEA würde sich damit allein durch den zusätzlichen Stromverbrauch der Industrie im Vergleich zu 2021 (28 230 Anlagen, Stand: Ende 2021) in Deutschland fast verdreifachen [327]. Anlagen mit höherer Leistung, wie sie heutzutage verwendet werden (im Schnitt ~4 MW pro zugebauter Anlage in 2021), würden die Anzahl der WEA im Vergleich zu 2021 immerhin noch nahezu verdoppeln (zusätzlich: 21 600 WEA) [327].

Synthetische Brennstoffe wie Wasserstoff und synthetisches Methan spielen beim nach 2030 hauptsächlich auf wirtschaftlichen Kriterien optimierten TM-KK Szenario kaum eine Rolle (~2 TWh in 2050, nur Wasserstoff). Wie auch [328] feststellt, sind im TM-KN Szenario hingegen ab 2040 auch die letzten und teuersten Optionen notwendig, um eine vollständige THG-Neutralität zu erreichen. Der Einsatz der potenziell klimaneutralen, synthetischen Energieträger steigt mit dem Erreichen des Sektorziels in 2030 fortwährend an und verdrängt kontinuierlich Fossile wie Erdgas, Kohle und Öl.

Da die stoffliche Nutzung im Modell keine Emissionen im industriellen Bilanzraum verursacht, ändert sich der Einsatz des nicht-energetisch verwendeten Naphthas und Wasserstoffs im Transformationszeitraum kaum. Die vom Steamcracker dominierte Naphthanachfrage legt durch die exogene Steigerung der Ethylenproduktion in 2050 ggü. 2018 in beiden Szenarien von 189 auf 195 TWh (TM-KK) leicht zu. Weder das TM-KN noch das TM-KK Szenario setzen die MTO-Route ein, welche die konventionelle Ethylenherstellung und damit das Naphtha substituieren könnte.

Wasserstoff verwenden die industriellen Prozesse des Bilanzraums hingegen hauptsächlich zur Methanol- und Ammoniakproduktion (~22 TWh, 2018). Der nicht-energetische Wasserstoffeinsatz steigt in beiden

³² Fluktuation der Erzeugung und Gleichzeitigkeitseffekte des Verbrauchs vernachlässigt

Szenarien aufgrund der erhöhten Methanol- und Ammoniakproduktion leicht an und erreicht in 2045 Werte in Höhe von 23 TWh (Heizwert). Insbesondere aufgrund des möglichen „Green Leakage“ ist die exogen vorgegebene, leicht steigende Ammoniak- und Methanolproduktion [149] in Deutschland prospektiv jedoch kritisch zu hinterfragen. Insgesamt steigt der derzeitige industrielle Wasserstoffverbrauch von etwa 55 TWh (nur stofflich) [234] auf 75 TWh in 2045 bzw. 93 TWh in 2050³³. Dem zugrunde liegen die Kennzahlen des TM-KN Szenarios, die exogene Entwicklung des Wasserstoffverbrauchs von Raffinerien³⁴ (6,2 in 2045 und 4,2 TWh in 2050) nach [233] und die Annahme einer konstanten stofflichen Nutzung weiterer chemischer Prozesse (8 TWh) außerhalb des industriellen Bilanzraums. Etwa 6,6 % bzw. 5,4 % (jeweils 5 TWh) deckt die Industrie in 2045 bzw. 2050 durch Wasserstoff als Koppelprodukt der Chlorelektrolyse selbst. Hauptsächlich wegen des Wechsels auf die MTO-Route weisen die Langfristszenarien 2021 deutlich höhere energetische und stoffliche Wasserstoffverbräuche von 114 TWh in 2045 und 160 TWh³⁵ in 2050 in der Industrie aus [329]. Biogene Brennstoffe nutzen die Langfristszenarien hingegen kaum (1 TWh in 2050) [329].

Die angesichts der Transformation des Energie- und Umwandlungssektors zukünftig zu erwartende, elektrolytische Bereitstellung von Wasserstoff geht mit einer Sauerstoffproduktion von etwa 0,24 Mt/TWh (Heizwert) einher [330], [33]. Der als Koppelprodukt anfallende Sauerstoff könnte die bisher mittels Luftzerlegung im TM-KN Szenario durchgeführte Sauerstoffproduktion von 6,6 Mt in 2050 folglich mehr als dreimal³⁶ ersetzen [149]. Würde die Luftzerlegung vollständig substituiert, säne der Stromverbrauch um etwa 1,3 TWh in 2050. Weitere Produkte der Luftzerlegung wie Argon, Krypton und Stickstoff entfielen jedoch [227], [331]. Der Überschusssauerstoff (~14,6 Mt) könnte außerdem die Effizienz von industriellen Verbrennungsprozessen steigern [332]. Zusätzlich würde die reinere Verbrennung den CO₂-Gehalt im Abgasstrom erhöhen, wodurch eine effizientere CO₂-Abscheidung möglich wäre. Effizienzgewinne durch das Koppelprodukt der Wasserelektrolyse berücksichtigen die industriellen Transformationspfade bislang nicht.

Abbildung 7-3 weist die *Differenz* zwischen dem *kumulierten* Energieverbrauch je Szenario und dem *kumulierten* Energieverbrauch eines fiktiven Szenarios aus, das auf dem Niveau von 2022 verbleibt. Die Kumulation umfasst in beiden Fällen den Zeitraum von 2023 bis 2050.

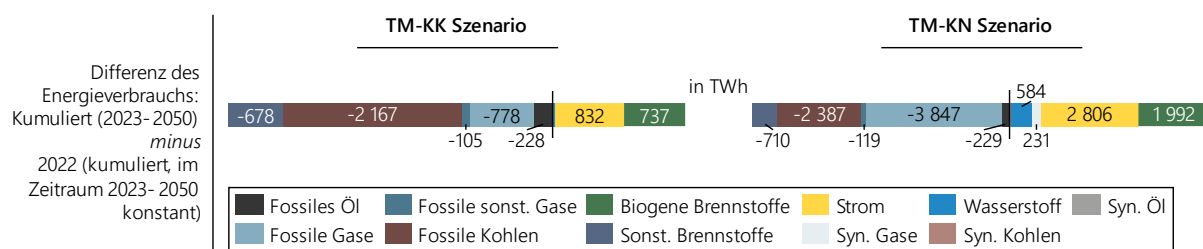


Abbildung 7-3: Differenz des kumulierten Energieverbrauchs, Endenergie

Gegenüber 2022 substituieren beide Szenarien über den Zeitraum (28 Jahre) fossile, CO₂-intensive durch potenziell klimaneutrale Energieträger. Abbildung 7-3 verdeutlicht die im Vergleich zum TM-KK höheren Anstrengungen des TM-KN Szenarios hinsichtlich des Klimaschutzambitionsniveaus. Das Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) setzt im Vergleich zum Szenario ohne verstärkten Klimaschutz (TM-KK)

³³ 2045: 37 TWh stofflich, 38 TWh energetisch; 2050: 35 TWh stofflich, 58 TWh energetisch, industrieller Bilanzraum und Raffinerien

³⁴ Raffinerien sind grundsätzlich dem Bereitstellungssektor zugeordnet, in dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlichten Kennwert (55 TWh) zum derzeitigen Wasserstoffverbrauch aber enthalten. Deshalb werden Raffinerien anhand einer exogenen Entwicklung auch hier im stofflichen Verbrauch berücksichtigt.

³⁵ Um die Kennzahlen der Langfristszenarien mit den vorherigen Werten vergleichen zu können, werden die exogenen Wasserstoffverbräuche von Raffinerien (6,2 bzw. 4,2 TWh in 2045 bzw. 2050) zu den Studienwerten in Höhe von 108 bzw. 156 TWh in 2045 bzw. 2050 addiert, TN-Strom Szenario

³⁶ 93 TWh Wasserstoffverbrauch abzüglich der Eigenerzeugung durch Chlor von 5 TWh; Bei vollständiger Deckung des verbleibenden Wasserstoffverbrauchs (Heizwert) mittels Wasserelektrolyse fallen als Koppelprodukt etwa 21,2 Mt Sauerstoff in 2050 an.

und im Vergleich zur „eingefrorenen“ Referenz deutlich weniger Erdgas ein. Obwohl es nicht explizit darauf abzielt, erfüllt das TM-KN Szenario mit Blick auf den Russland-Ukraine Konflikt die politische Forderung, den industriellen Erdgasverbrauch durch den Umstieg auf erneuerbare Energien prospektiv zu senken. Die zukünftige Verfügbarkeit des hauptsächlich importierten Erdgases (~96 % in 2019) [288], welches derzeit (April 2022) zu etwa 50 bis 60 % aus Russland stammt [333], [334], [335], ist aus heutiger Sicht mit hohen Unsicherheiten behaftet. Würden die notwendigen Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energieträger verstärkt in Europa aufgebaut, könnte die Energiesicherheit erhöht und die Energieabhängigkeit von Russland reduziert werden. Ein hohes Klimaschutzambitionsniveau könnte folglich nicht nur der Umweltverträglichkeit des energiepolitischen Zieldreiecks dienen, sondern auch die Versorgungssicherheit Deutschlands erhöhen. Der Gedankengang prägt auch den in jüngster Vergangenheit im politischen Umfeld verwendeten Begriff der „Freiheitsenergien“, welcher die potenzielle energetische Unabhängigkeit durch den Ausbau erneuerbarer Energien betont [336]. Neben der Versorgungssicherheit gewinnt auch der Aspekt des monetären Transfers Richtung Russland an Bedeutung. Wird der preisbereinigte, durchschnittliche Grenzübergangspreis von Erdgas der letzten 28 Jahre (1993 - 2020) herangezogen [288], [337], [338], würde sich der Zahlungsstrom nach Russland allein durch die industrielle Erdgassubstitution Deutschlands im TM-KN Szenario um etwa 37 Mrd. €₂₀₁₈ im Zeitraum zwischen 2023 und 2050 reduzieren³⁷. Werden hingegen die aktuell um etwa Faktor 2,7 höheren Grenzübergangspreise herangezogen (48 €₂₀₁₈/MWh, Stand: Februar 2022) [124], würde sich der vermiedene kumulierte Zahlungsstrom vervielfältigen (~97 Mrd. €₂₀₁₈ zwischen 2023 und 2050).

In den Szenarien sinkt der energetische Verbrauch der Industrie um 19 % (TM-KK) bzw. 12 % (TM-KN) bis 2050 ggü. 2018. Die stärkere Abnahme des Endenergieverbrauchs im weniger ambitionierten Szenario ist zum einen auf den vermehrten Einsatz innovativer, aber bisher kaum effizienter Produktionsverfahren (z. B. H₂-Stahlherstellung, elektrische Klinkerproduktion) im TM-KN Szenario zurückzuführen. Zum anderen bedingt die im TM-KN im Vergleich zum TM-KK Szenario vermehrte CO₂-Abscheidung die Erhöhung des Verbrauchs. Wie Abbildung 7-4 zeigt, erreichen die Szenarien die Senkung des Endenergieverbrauchs (vgl. Abbildung 7-2) trotz einer Steigerung der durchschnittlichen Wirtschaftsleistung. Die Industrie stellt Güter und Waren in beiden Szenarien in 2050 folglich effizienter als noch in 2018 her. Die Effizienzgewinne sind hauptsächlich auf Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz, das Heben verbleibender Abwärmepotenziale, effizienter Anlagentechnik sowie die Niedertemperaturelektrifizierung zurückzuführen.

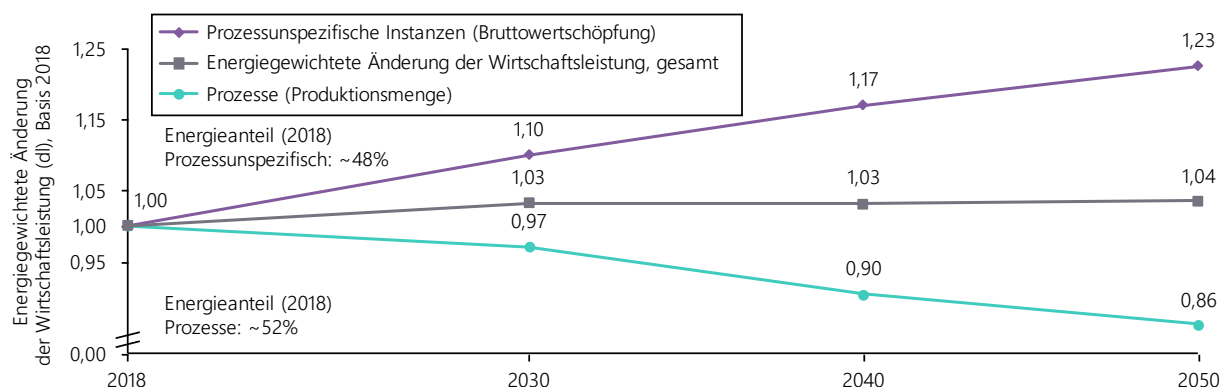


Abbildung 7-4: Normierte, energiegewichtete (2018 = 1) Änderung der Wirtschaftsleistung, Prozesse (Produktionsmenge), Prozessspezifische Instanzen (Bruttowertschöpfung) und gesamt, TM-KK und TM-KN Szenario

³⁷ Erdgaspreis im Mittel zwischen 1993-2020: ~18 €₂₀₁₈/MWh, konstanter Importanteil Russlands von 55 %, angenommene Importquote des Erdgases von 96 %

Die normierte, energiegewichtete Wirtschaftsleistung erhöht sich zwischen 2018 (=1) und 2050 um 4 %. Die als Aktivitätsgröße verwendete Wirtschaftsleistung steigt in den Szenarien im Schnitt folglich um ~0,13 % pro Jahr. Dabei fallen die hauptsächlich aus exogenen Szenarien übernommenen, industriellen Projektionen der Produktionsmenge (Prozesse) deutlich pessimistischer als die der Bruttowertschöpfung (prozessunspezifische Instanzen) aus.

Abbildung 7-5 weist darüber hinaus die jährlichen und stützjahresscharfen Emissionen des industriellen Bilanzraums im TM-KK und TM-KN Szenario aus. Der obere Teil der Abbildung enthält ausschließlich die für die industriellen Emissionsziele relevanten direkten Emissionen. Der untere Teil visualisiert darüber hinaus die Stromemissionen und ihren Anteil an den Gesamtemissionen.

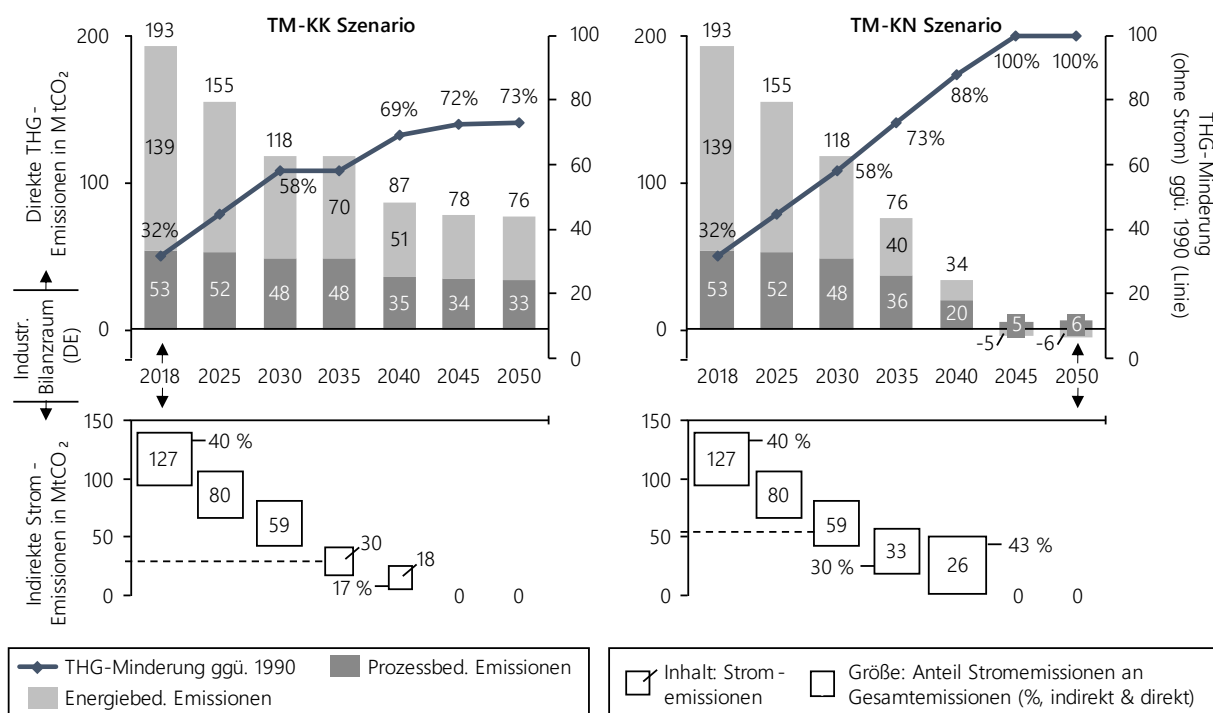


Abbildung 7-5: Entwicklung der direkten THG-Emissionen (oben) sowie der indirekten Stromemissionen und des Anteils der Stromemissionen an den Gesamtemissionen (unten), industrieller Bilanzraum

Angesichts des vorgegebenen Sektorziels sinken die industriellen Emissionen in beiden Szenarien gleichermaßen zunächst auf ein Niveau von 42 % ggü. 1990 (118 MtCO₂). Im TM-KK Szenario stößt die Industrie in 2050 noch etwa 76 MtCO₂ pro Jahr direkt aus. Trotz hohem CO₂-Preis zwischen 2040 und 2050 (154 bis 216 €/2018/tCO₂) erreicht das Szenario folglich lediglich eine THG-Verminderung von 73 % ggü. 1990. Mehr als die Hälfte der direkten Emissionen sind verbrennungsbedingt (energiebedingt). Das TM-KN Szenario hingegen erreicht die in 2045 exogen vorgegebene, bilanzielle THG-Verminderungszielsetzung von 100 % ggü. 1990 und kann sie bis 2050 halten. Den noch knapp 5 MtCO₂ stehen in 2045 negative Emissionen in gleicher Höhe gegenüber. Die negativen Emissionen entstehen durch die industrielle CO₂-Luftabscheidung und die Kombination aus Biomasseverbrennung und CO₂-Prozessabscheidung. Die negativen energiebedingten Emissionen kompensieren nur schwer zu verminderte Prozessemissionen, welche z. B. durch die Dissoziation von Kalkstein bei der Produktion von Klinker und Branntkalk entstehen. Bis 2050 steigt die Bilanzsumme leicht von 4,7 auf 5,6 MtCO₂ an. Einerseits steigen die Prozessemissionen durch die erhöhte Wirtschaftsleistung prozessunspezifischer Instanzen, andererseits durch Veränderungen bei Produktionsprozessen. Bei den Produktionsprozessen wirkt sich u. a. die im Szenario rückläufige CO₂-Speicherkapazität auf den Einsatz der CO₂-Abscheidung aus, die teilweise nicht reinvestiert wird.

Die von der Industrie kaum zu beeinflussenden Stromemissionen (außer über den Verbrauch) nehmen durch die Umstellung des Bereitstellungssektors hin zu mehr erneuerbaren Energien im Zeitverlauf ab und können in 2045 vollständig vermieden werden. Der Stromemissionsanteil (Größe des Quadrats, Abbildung 7-5, unten) an der Summe aus direkten und indirekten Industrieemissionen nimmt im weniger ambitionierten TM-KK Szenario durchweg ab. Die Transformation im Bereitstellungssektors erfolgt demgemäß zügiger als im Industriesektor. Im TM-KN Szenario hingegen laufen die Transformationsbestrebungen ab 2025 über ein Jahrzehnt in etwa synchron. In 2040 machen sich die im Vergleich zum Bereitstellungszenario infolge des novellierten Klimaschutzgesetz früheren Bestrebungen der Industrie zum Erreichen der Klimaneutralität bemerkbar. Der Stromanteil an den industriellen Emissionen springt demgemäß von etwa 30 % in 2035 auf 43 % in 2040. Weitere Emissionen im Bereitstellungssektor, welche z. B. durch die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen sowie den Energieträgertransport entstehen, klammert der industrielle Bilanzraum und Abbildung 7-5 aus.

Um die industriellen THG-Emissionen hinsichtlich der Ziele zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C zu bewerten, weist Abbildung 7-6 darüber hinaus die kumulierten direkten Industrieemissionen zwischen 2019 und 2050 aus (Balken).

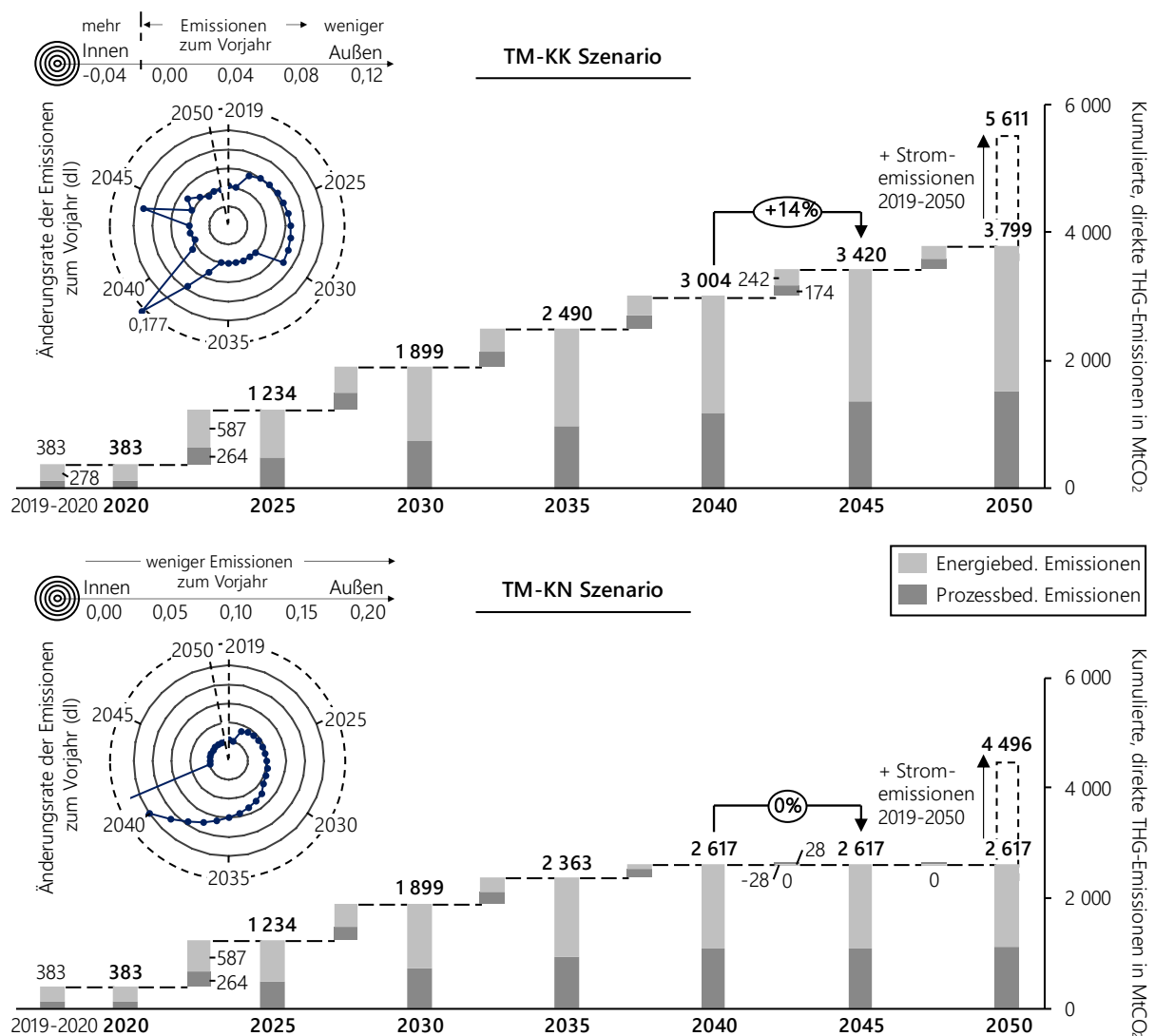


Abbildung 7-6: Jährliche Änderungsrate der Emissionen zum Vorjahr (links oben) und kumulierte, direkte energie- und prozessbedingte Emissionen (Balken) sowie beispielhaft kumulierte Stromemissionen in 2050 (rechts, gestrichelt), industrieller Bilanzraum (DE), TM-KK und TM-KN Szenario

Die kumulierten Emissionen wachsen in beiden Szenarien in den anfänglichen Fünfjahresschritten deutlich stärker als in den darauffolgenden. Die kumulierten CO₂-Emissionen geben folglich die jahresspezifische CO₂-Verminderung wieder. In Summe resultieren im TM-KK Szenario kumulierte direkte Emissionen von ~3,8 GtCO₂ im Zeitraum. Zusätzlich entstehen indirekte industrielle Stromemissionen von ~1,8 GtCO₂. Die kumulierten Emissionen verdeutlichen auch die ambitioniertere CO₂-Zielsetzung im TM-KN Szenario. So emittiert das TM-KN Szenario im Zeitraum zwischen 2019 und 2050 rund 31 % weniger direkte Emissionen als das TM-KK Szenario. Insgesamt stößt das TM-KN Szenario im Zeitraum direkte Emissionen in Höhe von 2,6 GtCO₂ aus und verursacht zusätzlich Stromemissionen von etwa 1,9 GtCO₂. Die in Kapitel 1 heuristisch abgeleiteten, verbleibenden CO₂-Kontingente Deutschlands in Höhe von ~4,1 GtCO₂ [7], welche die Erderwärmung mit hoher Wahrscheinlichkeit (67 %) auf 1,5 °C ggü. der vorindustriellen Zeit begrenzen [8], [2], reichen folglich selbst im Klimaneutralitätsszenario nicht aus, um die kumulierten direkten und indirekten Emissionen der Industrie bis zum Erreichen der Klimaneutralität in 2045 zu decken³⁸[76], [11]. Die direkten und indirekten industriellen Emissionen machen jedoch nur rund 37 % (2018) der Gesamtemissionen Deutschlands aus [11]. Realistisch ist das berechnete deutsche Kontingent deshalb kaum zu halten.

Um die zeitaufgelöste Anstrengung zur CO₂-Verminderung darzustellen, weist Abbildung 7-6 auch die Änderungsrate der Emissionen im Vergleich zum Vorjahr aus. Das TM-KK Szenario bewältigt die höchste Anstrengung im Jahr 2039, in dem die Emissionen im Vergleich zum Vorjahr um ~18 % sinken. Auslöser ist u. a. der im Jahr stark steigende CO₂-Preis. Der CO₂-Preis nimmt in 2039 ggü. dem Vorjahr um 19 % zu (vgl. Tabelle 5-15). Im TM-KN Szenario hingegen bestimmt die exogen vorgegebene CO₂-Zielsetzung die zeitaufgelöste Stärke der Transformationsbemühung. Da sich die prozentuale CO₂-Zielsetzung auf einen *konstanten* Basiswert (1990) bezieht, steigen die Änderungsraten bei geringer werdenden *absoluten* Emissionen und gleichzeitig *konstanter absoluter* CO₂-Verminderungsvorgabe bis 2041 an. Um die Klimaziele in 2045 bei vorgegebener natürlicher Reinvestition sicher zu erreichen, wird dem Modell ab 2041 bereits das Ziel einer Verminderung der CO₂-Emissionen von 100 % ggü. 1990 vorgegeben. Aufgrund der zahlreichen CO₂-Verminderungsoptionen (z. B. CO₂-Luftabscheidung, synthetische Brennstoffe) schafft es das TM-KN Szenario unter hohem Aufwand bereits in 2041 die verbleibenden Restemissionen bilanziell vollständig zu reduzieren. Die Änderungsrate der Emissionen in 2041 nimmt bei vollständiger Verminderung im Vergleich zum Vorjahr den Wert 1 an (außerhalb des Kreisdiagramms).

Abbildung 7-7 stellt die Kostenentwicklung des Szenarios ohne verstärkten Klimaschutz (TM-KK) dem Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) gegenüber. Um die zusätzlichen Anstrengungen (Kosten) durch den erhöhten Klimaschutz bewerten zu können, dient das TM-KK dem TM-KN Szenario als Vergleichsbasis. Das TM-KK wird als Szenario bewertet, welches im industriellen Bilanzraum eintreten könnte, falls nicht weitreichende Schritte Richtung noch ambitionierterem Klimaschutz unternommen werden.

Beide Szenarien weisen bei der industriellen Produktion in 2050 höhere Kosten als noch in 2018 auf. Die Kostensteigerung fällt deutlich höher aus, als es die Zunahme der Wirtschaftsleistung (vgl. Abbildung 7-4) impliziert. Sie ist deshalb vielmehr auf die angewachsenen Kosten im Rahmen der industriellen Transformation zurückzuführen. Die Ergebnisse bestätigen zudem die Annahme, dass die Kosten des Klimaneutralitätsszenarios im Vergleich zum Szenario ohne verstärktes Klimaschutzambitionsniveau deutlich stärker zulegen. Bis zu einer CO₂-Verminderung von 58 % (Sektorziel) steigen die durchschnittlichen Kosten der industriellen Produktion in 2030 lediglich um 8 %. Bei Klimaneutralität in 2045 ist die industrielle Produktion in Deutschland rund 51 % teurer als noch in 2018. Die Kosten des

³⁸ In dieser vereinfachten Betrachtung werden die heuristisch abgeleiteten CO₂-Kontingente industriellen Emissionen gegenübergestellt, die auch Nicht-CO₂-Emissionen wie Methan, Lachgas und F-Gase beinhalten. Die CO₂-Kontingente beziehen sich jedoch ausschließlich auf CO₂-Emissionen. Basierend auf den Erkenntnissen aus den nationalen Inventarberichte und anhand der Angaben des Umweltbundesamts ist jedoch abzuleiten, dass die Nicht-CO₂-Emissionen einen Anteil von 10% an den Emissionen im industriellen Bilanzraum nicht überschreiten.

TM-KK Szenarios nehmen trotz erreichter CO₂-Verminderung von 73 % hingegen lediglich um 15 % zu. Das Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) erreicht die Hälfte (34 Prozentpunkte) der aus Sicht von 2018 (Basis) noch notwendigen CO₂-Verminderung ggü. 1990 ungefähr im Jahr 2033³⁹. Bis 2033 ist das TM-KN Szenario rund 9 % teurer als in der Basis. In 2045 liegen die industriellen Produktionskosten jedoch knapp 51 % über dem Niveau von 2018. Die stark vereinfachte Betrachtung zeigt, dass die zweite Hälfte der CO₂-Verminderung im TM-KN Szenario um etwa Faktor 5 teurer ist als die erste Hälfte. Hauptsächlich aufgrund der aus heutiger Sicht begrenzten und sehr teuren Optionen zur Senkung der letzten Prozentpunkte ist die CO₂-Verminderung gen Ende deutlich kostspieliger als noch zu Beginn. Umgekehrt können Klimaschutzbestrebungen bis zu einem gewissen THG-Verminderungsniveau jedoch auch als No-Regret-Maßnahmen klassifiziert werden.

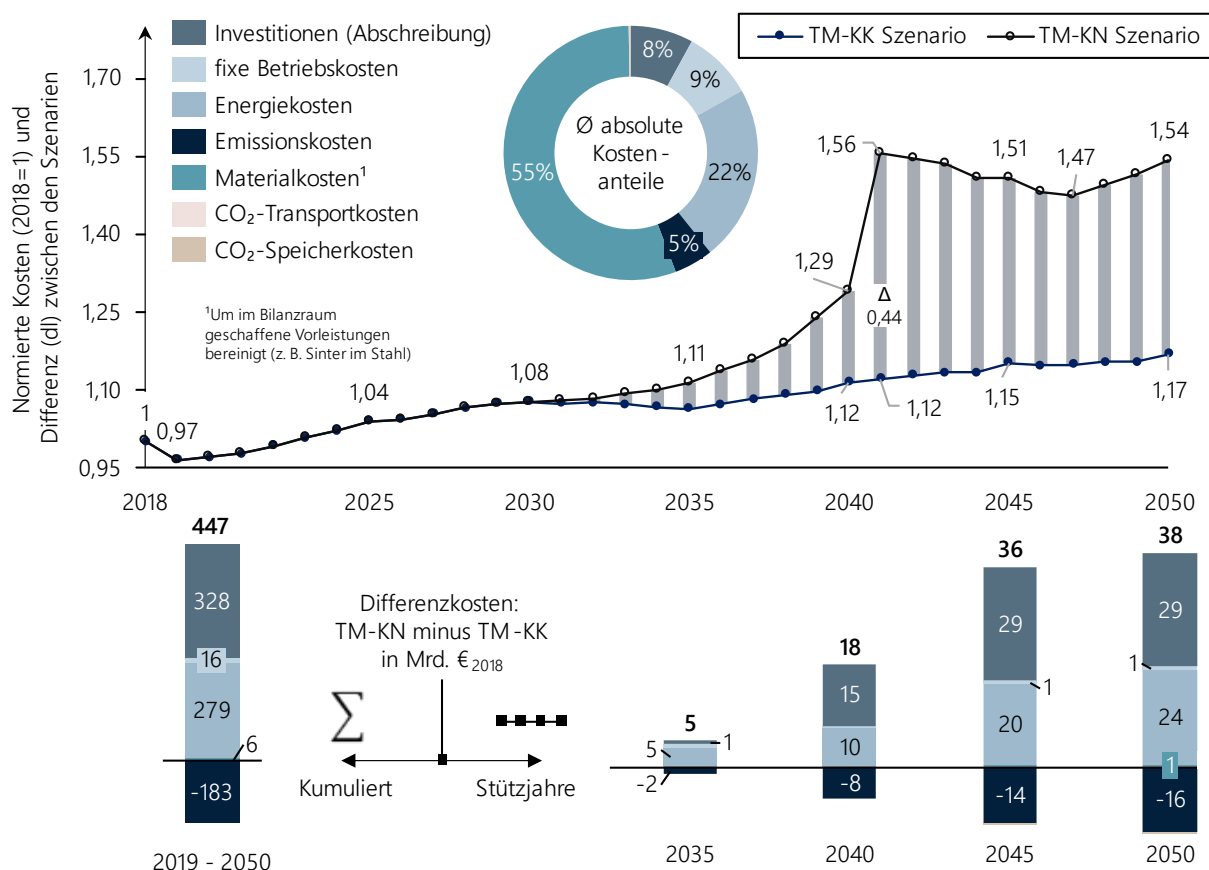


Abbildung 7-7: Entwicklung der Kosten (normiert, 2018=1) der Szenarien und Differenz (Linie und Differenzbalken, oben), durchschnittliche absolute Kostenanteile (Kreis, oben), kumulierte Differenzkosten zwischen 2019 und 2050 (Balken, unten links), Differenzkosten relevante Stützjahre (Balken, unten rechts)

Zwischen 2040 und 2041 sinken die industriellen Emissionen um 12 Prozentpunkte ggü. 1990. Abbildung 7-7 zeigt, dass der Transformationsprung hohe Kosten in der Industrie verursacht. Lange Reinvestitionszyklen, fehlende kurzfristige Verfügbarkeit alternativer Anlagen, fehlende Handwerksleistungen und weitere zeitverzögernde Effekte mindern die transformative Flexibilität der Industrie in der Praxis [150], [151]. Im Modell sind es vor allem natürliche Reinvestitionszyklen, welche ebendiese Begrenzungen reflektieren. Um die starke Änderung der CO₂-Emissionen zu internalisieren und die CO₂-Vorgabe zu erreichen, ohne kurzfristig die verbleibenden emissionsintensiven Produktionsanlagen austauschen zu können, müssen folglich zunächst sehr teure Optionen wie synthetische Brennstoffe und die CO₂-Luftabscheidung genutzt werden. Es zeigt sich, dass Transformationsprünge hohe Sprungkosten verursachen können. Der Transformationsprung ist vergleichbar mit einer bindend wirkenden, kurzfristigen Änderung der

³⁹ 32 % CO₂ Verminderung in 2018 ggü. 1990 bereits erreicht, noch 68 Prozentpunkte notwendig, Hälfte = 34 Prozentpunkte

Rahmenbedingungen, wie sie beispielsweise durch unvermittelte und ungeplante Regulierung entsteht. Erst im Laufe der Zeit kann die Industrie ihre Investitionsstrategie den veränderten Anforderungen anpassen und sehr teure durch günstigere, ebenfalls klimaneutrale Optionen ersetzen. Aus Kostensicht sind kurzfristige, starke Änderungen politischer Vorgaben deshalb zu vermeiden. Nach dem Erreichen des CO₂-Ziels in 2041 schafft es das Optimierungssystem zunächst, den Kostenanstieg ggü. 2018 durch den Umstieg auf günstigere Alternativen infolge des frei werdenden Anlagenbestands (natürliche Reinvestitionszyklen) von 56 % in 2041 auf 47 % in 2047 zu reduzieren. Ab 2047 macht sich die ab 2045 geringer werdende CO₂-Speicherkapazität bemerkbar, wodurch die CO₂-Abscheidung reduziert und teurere Alternativen wie synthetische Brennstoffe genutzt werden müssen (vgl. Analyse zu Abbildung 7-18).

Im Schnitt gehen etwa 55 % der absoluten Kosten in den industriellen Szenarien auf den um die Vorleistungen des Bilanzraums bereinigten Materialeinsatz zurück. Mit einem Anteil von 22 % folgen mit großem Abstand die Energiekosten. Abschreibungen auf Investitionen machen hingegen im Schnitt nur etwa 8 % der industriellen Vollkosten in den Szenarien aus (vgl. Abbildung 7-7). Die kumulierten Differenzkosten zwischen dem TM-KN und dem TM-KK Szenario belaufen sich im Zeitraum zwischen 2019 und 2050 auf 447 Mrd. €₂₀₁₈. Die Mehrkosten sind mit den jährlichen Gesamtausgaben des Bundes vergleichbar. Diese lagen in 2018 bei rund 336 Mrd. €₂₀₁₈ [339] und stiegen bis 2021 auf etwa 546 Mrd. €₂₀₁₈ [340], [341] an. Die Mehrkosten im Szenario sind vor allem auf das zusätzliche Klimaschutzambitionsniveau ab 2040 zurückzuführen. In den letzten zehn Jahren entstehen 89 % der zusätzlichen Kosten. Die größte Differenz verbuchen die Szenarien trotz des niedrigen Kostenanteils bei den Abschreibungen auf Investitionen⁴⁰ gefolgt von den Energiekosten. Trotz des großen absoluten Kostenanteils unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Materialkosten wider Erwarten kaum. Im Vergleich erreicht [5] kumulierte industrielle Mehrkosten von 441 Mrd. €₂₀₁₈ zwischen 2020 und 2050. Die Publikation stellt ein ambitioniertes Technologiemixszenario (88 % THG-Verminderung ggü. 1990) der industriellen Referenz (44 %) gegenüber. [39] errechnet reine technologische Mehrkosten von bis zu 239 Mrd. €₂₀₁₈ des ambitionierten Klimaschutzszenarios (95 %) ggü. der Referenz (48 %). Mit technologischen Mehrkosten (Abschreibungen auf Investitionen) des TM-KN ggü. des TM-KK Szenarios von 328 Mrd. €₂₀₁₈ liegen die Szenarien etwa 37 % über dem Ergebnis von [39]. Zwar weist das TM-KK Szenario bereits eine deutlich höhere THG-Verminderung (73 % in 2050 ggü. 1990) als die Referenz in [39] auf, das TM-KN Szenario erreicht jedoch auch eine höhere CO₂-Verminderung (5 Prozentpunkte) als das Klimaschutzszenario in [39]. Die CO₂-Verminderung der letzten 5 % macht einen Kostenanteil von mehr als 11 Prozentpunkten des bis zu knapp 56-prozentigen Anstiegs (~20 % davon) der Mehrkosten ggü. der industriellen Basis in 2018 aus.

Um einen Eindruck des Beitrags zur CO₂-Verminderung der Prozesse, Technologien und Maßnahmen zu vermitteln, formt Abbildung 7-8 Transformationscluster (TM-KN Szenario). Die Darstellung weist den Anteil an der Änderung verschiedener Kenngrößen im industriellen Transformationspfad je Cluster aus. So visualisiert der obere Abbildungsbereich den Beitrag je Cluster zur Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs sowie der energie- und prozessbedingten Emissionen (Zeile 1). Die Summe über alle Cluster ergibt die jahresscharfe Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs sowie der energie- und prozessbedingten Emissionen in 2050 ggü. 2018 (vgl. Abbildung 7-2 und Abbildung 7-5). Der untere Bereich in Abbildung 7-8 zeigt qualitativ die zeitaufgelöste Effektstärke der technologischen Transformation (Zeile 2) sowie der Energie- (Zeile 3) und Emissionsänderung (Zeile 4).

Den Hauptanteil an der industriellen Transformation leisten Prozesse und Materialien sowie Thermoprozessanlagen und deren Brennstoffmix (vgl. Abbildung 7-8). Der Einsatz innovativer Prozessrouten und effizienter elektrischer Thermoprozessanlagen in der Niedertemperatur gepaart mit einem klimafreundlichen Brennstoffmix verringert den Energieverbrauch um 71 TWh und die Emissionen

⁴⁰ u. a. wegen der im TM-KN eingesetzten CO₂-Luftabscheidung, welche im TM-KK Szenario nicht genutzt wird.

um 131 MtCO₂ in 2050 ggü. 2018. Demgemäß sind etwa 68 % der THG-Verminderung im industriellen Bilanzraum des TM-KN Szenarios auf das erste Transformationscluster zurückzuführen. Der Wechsel von Verfahrensrouten im Rahmen der technologischen Transformation ist verstärkt in der letzten Dekade (2040 - 2050) zu beobachten (vgl. Abbildung 7-10). Der Einsatz innovativer, aber meist auch ineffizienter Prozessrouten in der letzten Dekade ist nicht immer mit einer Senkung des Energieverbrauchs verbunden. So erhöht z. B. der Einsatz der H₂-Stahlherstellung den Energieverbrauch in 2046 um ~4 TWh. Die höchste Emissionsverminderung durch einzelne Verfahrensroutenwechsel erreicht das Szenario in 2041. Veränderungen bei Thermoprozessanlagen sind über den Transformationszeitraum verteilt und verstärken sich mit steigendem Klimaschutzambitionsniveau. Die effiziente Wärmebereitstellung und die Einbindung von Umweltwärme führt zu nennenswerten Energieeinsparungen. Im Rahmen des Transformationsstrungs in 2041 ggü. 2040 ist eine starke Umstellung des Brennstoffmix von konventionellen zu synthetischen Brennstoffen erforderlich, der mit einer hohen CO₂-Verminderung einhergeht (Zeile 4, Heat Map).

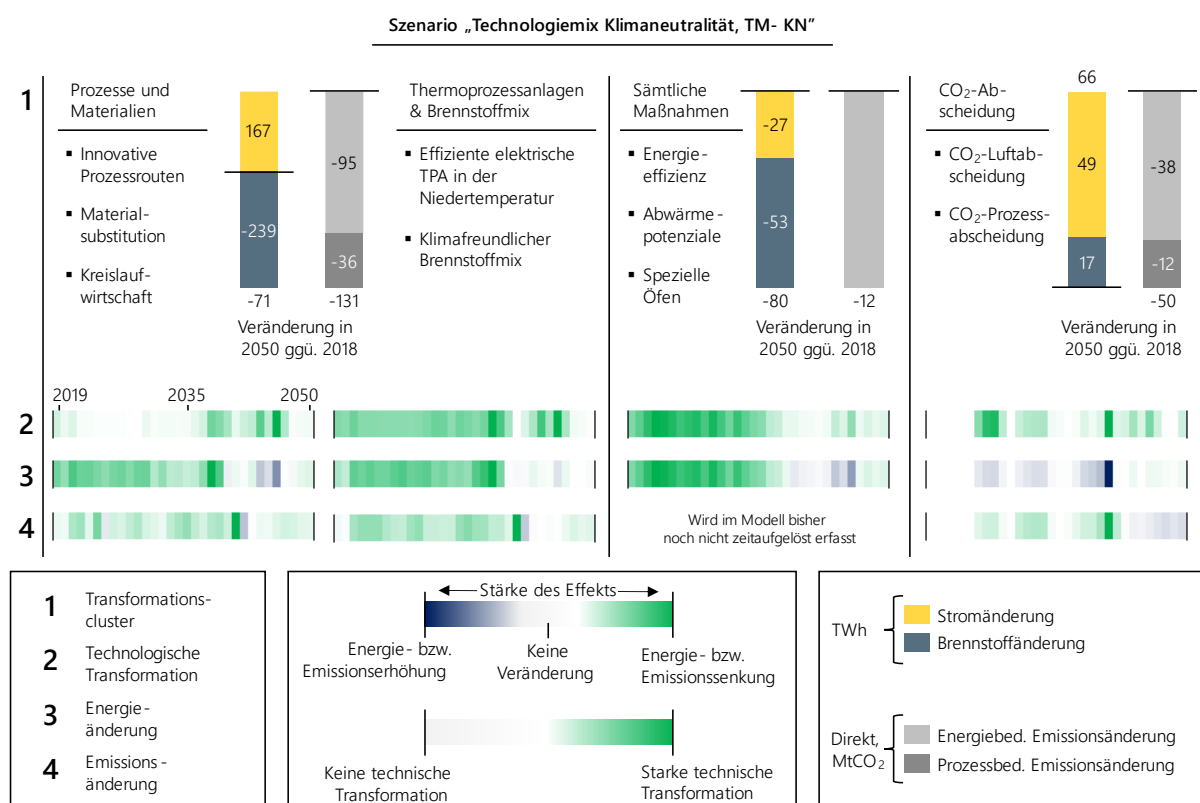


Abbildung 7-8: Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs sowie der energie- und prozessbedingten Emissionen je Transformationscluster (oben, Balken, hochkant), Zeitaufgelöste technologische Transformation, Energieänderung und Emissionsänderung (unten, Balken, quer), TM-KN Szenario

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, der Nutzung verbleibender Abwärmepotenziale und des Einsatzes spezieller Öfen senken den Energieverbrauch um 80 TWh und vermindern die Emissionen um 12 MtCO₂ in 2050 ggü. 2018 (vgl. Abbildung 7-8). Maßnahmen wirken überwiegend in der ersten Dekade des Transformationszeitraums (2020 - 2030). Die hinsichtlich ihrer Wirkung auf die energiebedingten Emissionen beschränkten Maßnahmen verlieren mit zunehmend klimaneutralem Energiemix an Bedeutung. Sie sind später vor allem zur Senkung des mit synthetischen Energieträgern teurer werdenden Brennstoffmix gefragt. Innovative Prozessrouten sind bisher nicht mit Effizienzmaßnahmen konnotiert. Ihr verstärkter Einsatz verringert die Bedeutung der Maßnahmen im Szenario zusehends. Um die negativen Emissionen bei hohem Emissionsdruck zu steigern (2041 - 2045), haben Maßnahmen bei Prozessen mit CO₂-Abscheidung den Anreiz (Ethylen, Klinker), den Verbrauch biogener Brennstoffe zu erhöhen.

Die CO₂-Luftabscheidung und Prozessabscheidung vermindern zwar die Emissionen um 50 MtCO₂, erhöhen jedoch gleichzeitig den Energieverbrauch um 66 TWh in 2050 ggü. 2018. Das TM-KN Szenario setzt die CO₂-Prozessabscheidung erstmals in 2025 zur Emissionsverminderung bei den Winderhitzern am Hochofen (Primärstahl) ein. Ab 2036 ergänzt die CO₂-Luftabscheidung das industrielle Portfolio im TM-KN Szenario. Die CO₂-Luftabscheidung vermindert Emissionen, für die aus heutiger technischer Sicht keine anderen Optionen bestehen und ist auf die prozessbedingten Emissionen der prozessspezifischen Instanzen beschränkt. Ab 2041 bis 2045 gilt eine exogen angenommene, maximale CO₂-Speicherkapazität von 65 MtCO₂ pro Jahr in Deutschland. Dem Anspruch einer Brückentechnologie gerecht werdend [342], sinkt die maximale CO₂-Speicherkapazität zwischen 2045 und 2050 um je 3 MtCO₂ auf 50 MtCO₂ pro Jahr. Die Abnahme der Speicherkapazität verringert demgemäß auch die zwischen 2045 und 2050 abgeschiedenen Emissionen (Zeile 4, Abbildung 7-8). Die Transformationscluster in Abbildung 7-8 geben die Abfolge der weiteren Beschreibung relevanter Ergebnisse einzelner Module des Optimierungssystems vor (Produktionsprozesse, Thermoprozessanlagen und Brennstoffmix etc.).

Der Markthochlauf innovativer Produktionsprozesse ist an ein hohes CO₂-Verminderungsziel geknüpft. Aus heutiger Sicht sind die Gesamtkosten innovativer Verfahrensrouten meist deutlich höher und die politisch vorgegebene CO₂-Verminderung zu gering, um sich gegen ihre konventionellen Pendanten durchzusetzen. Selbst bei hohem CO₂-Preis erreichen innovative ggü. konventionellen Verfahrensrouten oft keine Kostenparität, auch weil beispielsweise die genutzten Energieträger wie Wasserstoff gemeinhin deutlich kostspieliger sind (vgl. Tabelle 5-16). Außerdem ist ihre Marktverfügbarkeit derzeit aus technologischer Sicht meist noch nicht gegeben. In ihrer Anwendung sind innovative Verfahren oftmals auf Nischen begrenzt. So können z. B. innovative Bindemittel prinzipiell Zemente substituieren, aufgrund der höheren Qualität konventioneller Produkte jedoch derzeit lediglich Nischenmärkte bedienen [58]. Abbildung 7-9 visualisiert den Hochlauf der im TM-KN Szenario eingesetzten, innovativen Verfahrensrouten je Prozess und im Durchschnitt.

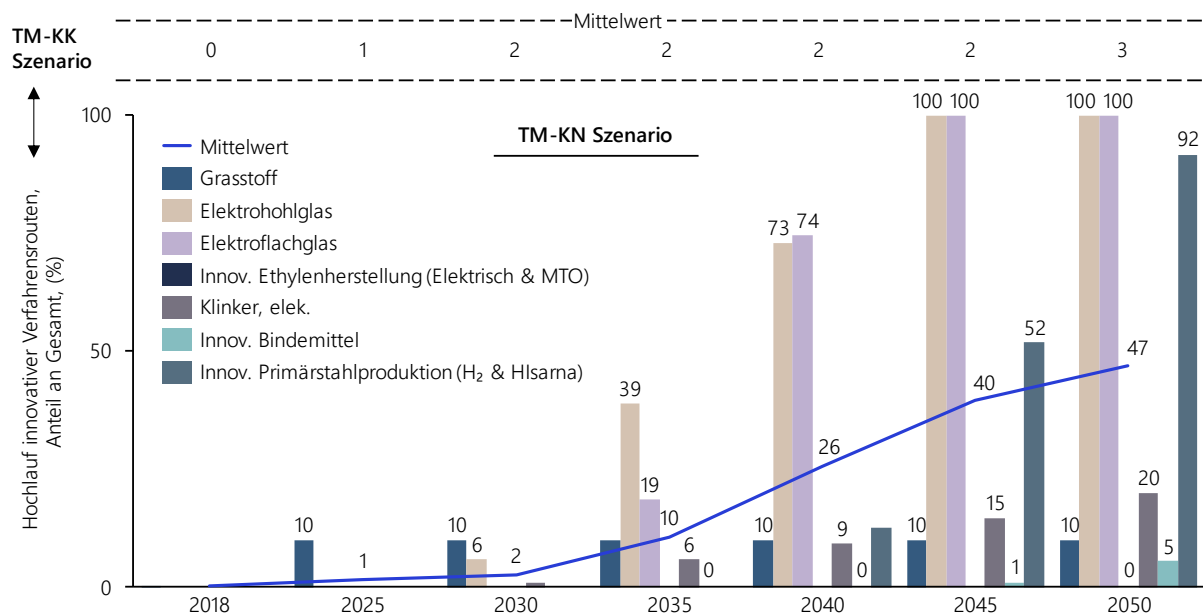


Abbildung 7-9: Hochlauf innovativer Verfahrensrouten, je Verfahrensroute und Mittelwert, TM-KN Szenario, Vergleich mit TM-KK Szenario (gestrichelt, oben)

Bis 2050 substituieren innovative Verfahrensrouten ihre konventionellen Pendanten im Schnitt zu 47 %. Einige innovative Verfahren sind hinsichtlich ihrer Marktdurchdringung exogen begrenzt. Die Grasstoffherstellung (10 %) und die elektrische Klinkerproduktion (20 %) erreichen ihren maximalen Anteil am homogenen Produkt (Halbstoff bzw. Klinker) in 2050. Die auf einen Anteil von 10 % am homogenen

Produkt begrenzten innovativen Bindemittel erreichen einen Marktanteil von 5 %. Da die Klinker- und Zementproduktion aufgrund der CO₂-Abscheidung geringere oder sogar teils negative Emissionen generieren, setzen sich innovative Bindemittel erst mit der sich ab 2045 verringernden CO₂-Speicherkapazität durch. Aufgrund der geringeren Prozessanforderungen ist Grasstoff von Beginn an die günstigste Option zur Herstellung von Halbstoff. Die alternative Verfahrensrouten läuft folglich früh hoch. Die Elektroglasrouten erreichen das Kipppunkt der spezifischen Differenzkosten zwar erst in 2039, werden angesichts der geringen Kosten- aber hohen Emissionsdifferenz im Vergleich zur konventionellen Glasherstellung jedoch schon vorher investiert. Die H₂-Stahlherstellung mittels Direktreduktion und anschließendem Schmelzen im Elektrolichtbogenofen offeriert die Option einer fast vollständig klimaneutralen Primärstahlproduktion. Angesichts der fehlenden natürlichen Reinvestition in der Stahlindustrie vor 2037, den hohen Wasserstoffkosten und der ökonomisch attraktiveren Sekundärstahlherstellung, gewinnt das Verfahren erst ab 2039 an Bedeutung.

Abbildung 7-10 visualisiert die Transformation der Stahlindustrie im Simulationszeitraum anhand der Produktionsmenge je Verfahrensrouten.

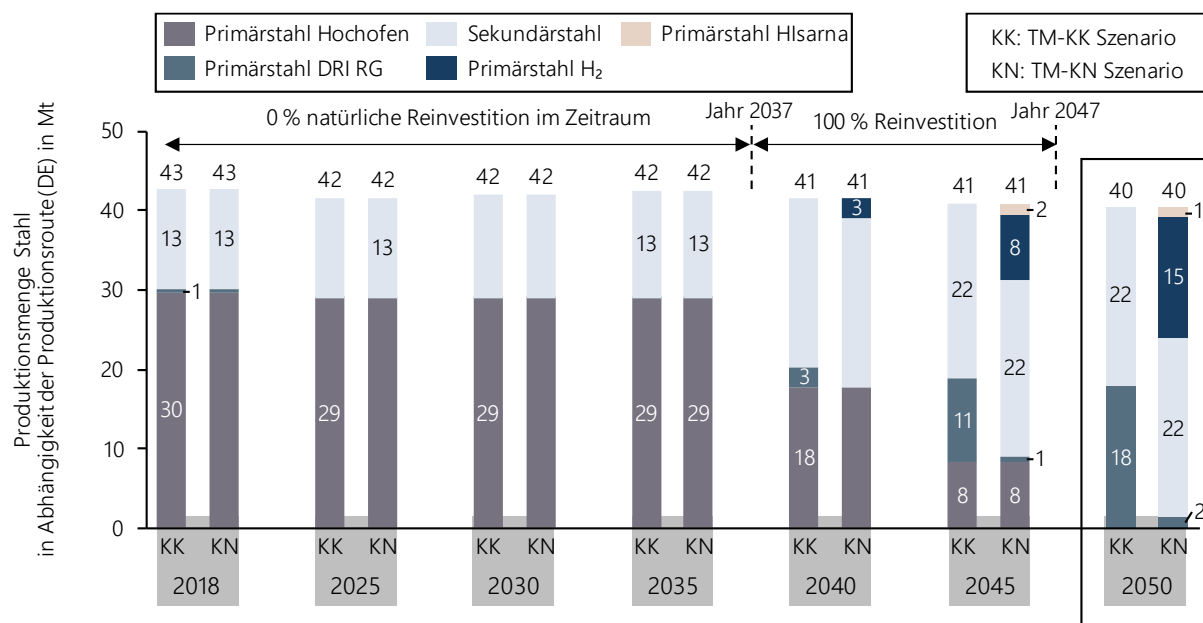


Abbildung 7-10: Stahltransformation anhand der Produktionsmenge je Verfahrensrouten, TM-KK und TM-KN Szenario

Die erhobenen Altersstrukturdaten des Anlagenbestands zeigen, dass bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren [83] zwischen 2019 und 2037 keine natürlichen Reinvestitionen in der Stahlindustrie stattfinden. Das TM-KK und das TM-KN Szenario können die konventionellen Verfahren (hauptsächlich Hochofenroute) der Stahlindustrie demgemäß erst ab 2037 transformieren. Beide Szenarien bedienen sich ab 2037 verstärkt der Sekundärstahlherstellung, die jedoch hinsichtlich des verfügbaren Altschrotts begrenzt ist. Das TM-KK Szenario ohne verstärkte Klimaschutzvorgabe setzt zudem das MIDREX-Verfahren ein (Primärstahl DRI RG), um die konventionelle Hochofenroute zu substituieren. Statt vollständig auf Wasserstoff umstellen zu können, ist die Direktreduktionsroute auf ein erdgasbasiertes Reduktionsgas und geringe Mengen Wasserstoff (bis zu 20 %) beschränkt. Die einzige Anlage dieser Art in Deutschland betreibt Arcelor Mittal in Hamburg [270]. Gemeinsam mit der Sekundärstahlroute ersetzt das MIDREX-Verfahren die Hochofenroute im TM-KK Szenario bis 2047 vollständig. Die Sekundärstahlherstellung erreicht ihren unter natürlichen Reinvestitionszyklen möglichen, maximalen Anteil am homogenen Produkt (Stahl). Der maximale Anteil reflektiert die begrenzte Schrottverfügbarkeit.

Im Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) hingegen gewinnt ab 2040 die nahezu klimaneutrale H₂-Stahlherstellung an Bedeutung (8 Mt Stahl). Bei der Optimierung im Grenzbereich (hohes CO₂-Verminderungsziel, beschränktes Biomassepotenzial, rückläufige CO₂-Speicherkapazität) verringert sich der Einfluss von Kosten. Die hinterlegten Restriktionen gewinnen an Bedeutung und prägen das Optimierungssystem. So entscheidet sich das Modell bei hohem Emissionsdruck in 2042 und 2043 in geringem Umfang auch, in das im Vergleich zu H₂-Stahl deutlich teurere Hlsarna-Verfahren zu investieren (1,5 Mt). Im Modell ist das Hlsarna-Verfahren die einzige Stahlerzeugungsoption, die über die Kombination aus CO₂-Abscheidung und Biomasseverbrennung negative Emissionen generieren kann. Obwohl das Verfahren zum Zeitpunkt teurer ist, verursacht es bei noch ausreichender Biomasseverfügbarkeit im Gegensatz zu den anderen Stahlrouten keine Emissionen, sondern leistet sogar einen Beitrag zur THG-Verminderung. Bei noch zu erfüllenden Restriktionen und fehlenden Alternativen behandelt das Optimierungssystem Verfahren mit niedrigeren bzw. negativen CO₂-Emissionen strikt prioritär. Im Anschluss binden die im Szenario vorgegebenen, natürlichen Reinvestitionszyklen die Hlsarna-Stahlerzeugung über ihre technische Nutzungsdauer (20 Jahre, [208]) an die Investitionsentscheidung. Aufgrund der jahresspezifischen Optimierung ist das Optimierungssystem auf Entscheidungen des aktuellen Jahres begrenzt. Ob die Investition für den weiteren Betrachtungszeitraum vorteilhaft ist, kann das Optimierungssystem zum Entscheidungszeitpunkt nicht bewerten (vgl. Abschnitt 8.3, Limitationen). Da sich die Industrie bei natürlichen Reinvestitionszyklen langsam an das stark gestiegene Klimaschutzambitionsniveau zwischen 2040 und 2041 anpasst, sinkt der Emissionsdruck ab 2042 mit der fortlaufenden Optimierung je Jahr. Das TM-KN Szenario setzt angesichts des geringer werdenden Emissionsdrucks auch das erdgasbasierte DRI-RG Verfahren ein (bis zu ~2 Mt in 2050), welches im Vergleich zur H₂-Stahlerzeugung und dem Hlsarna-Verfahren deutlich günstiger ist. Angesichts der ab 2045 angenommenen, sinkenden CO₂-Speicherkapazität und der damit verbundenen, erneuten Erhöhung des Emissionsdrucks, dominieren jedoch die nahezu klimaneutrale H₂-Stahl- und Sekundärstahlroute die Stahlindustrie in 2050 im TM-KN Szenario.

Abbildung 7-11 visualisiert die Kostenentwicklung der Stahlindustrie zwischen 2018 und 2050. Im letzten Basis- (2018) und im Endjahr (2050) werden die Kosten je Verfahrensrouten aufgeschlüsselt.

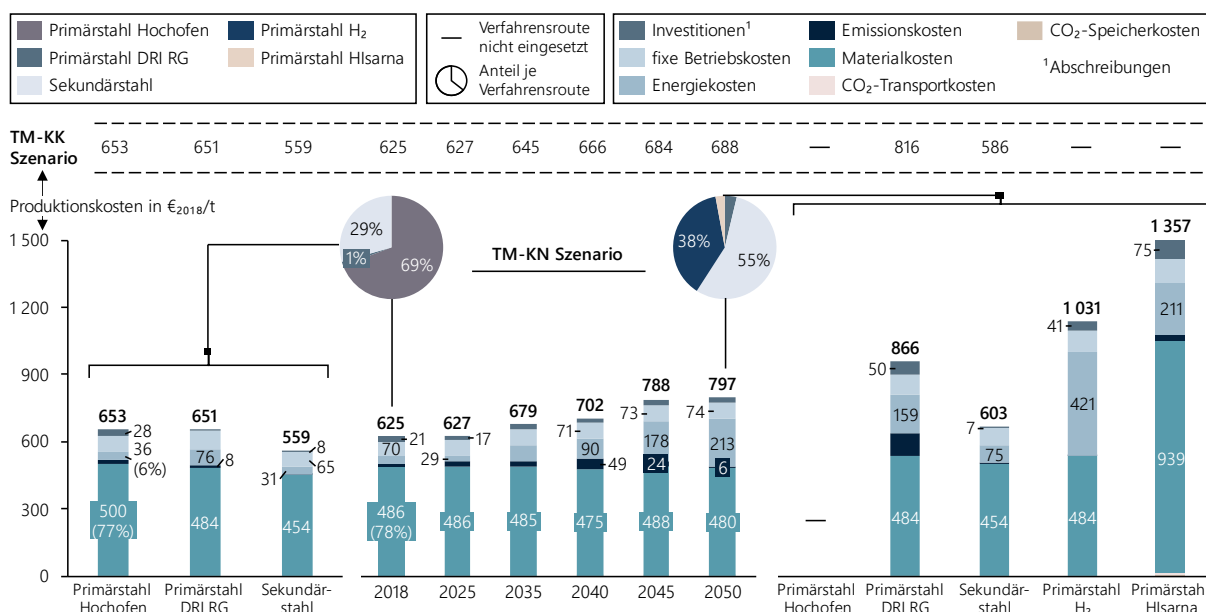


Abbildung 7-11: Kostenentwicklung der Stahlindustrie, TM-KN Szenario, TM-KK Szenario numerisch ausgewiesen

Die in Abbildung 7-11 ausgewiesenen Kennzahlen geben die tatsächlich anfallenden jahres- und produktspezifischen Kosten der Stahlindustrie sowie der jeweiligen Verfahrensrouten wieder. Der

Investitionsanteil bezieht sich auf die Abschreibungen der Investitionen, die zu Beginn des aktuellen Jahres und in den vergangenen Jahren getätigt wurden, und im aktuellen Jahr anfallen (vgl. Abschnitt 4.2.2). In die Optimierung gehen hingegen nur die annuitätischen Kapital- und Betriebskosten des aktuellen Jahres ein. Die Materialkosten machen in 2018 mit im Schnitt 78 % den höchsten Kostenanteil der Stahlindustrie aus. Zunehmende Energie- und Materialkosten sowie der Wechsel auf innovative, CO₂-arme Stahlherstellungsverfahren erhöhen die durchschnittlichen Stahlerzeugungskosten um 172 €₂₀₁₈/t (28 %) in 2050 ggü. 2018. Die aufgrund des stark steigenden CO₂-Preises ab 2035 deutlich zulegenden Emissionskosten nehmen wegen der Emissionsverminderung in der Stahlindustrie zwischen 2040 und 2050 wieder ab. In 2050 dominieren die Sekundär- (55 %) und H₂-Stahlerzeugung (38 %) die Durchschnittskosten der Stahlindustrie. Sowohl in 2018 als auch in 2050 ist die Sekundärstahlherstellung die günstigste Erzeugungsrouten im Modell, jedoch hinsichtlich des verfügbaren Altschrotts begrenzt.

Die Kostengrafik ermöglicht es zwar, Indikationen hinsichtlich des potenziellen Einsatzes der Verfahrensrouten abzuleiten, wie die Analyse zu Abbildung 7-10 gezeigt hat, hängt die finale Routenwahl jedoch von vielen weiteren Einflussfaktoren ab. Neben den Kosten bestimmen das vorgegebene CO₂-Ziel, Energieträgerrestriktionen, Abhängigkeiten in den verknüpften Wertschöpfungsketten, der zu reinvestierende Anlagenbestand, die Kosten etwaiger Sonderabschreibungen sowie weitere wechselwirkende Einflussfaktoren und Kenngrößen die Wahl der Verfahrensrouten. Die eng verzahnten Entscheidungsmechanismen des Modells wechselwirken miteinander und treffen die Routenwahl folglich nicht allein anhand der individuellen Kosten konkurrierender Verfahrensrouten.

Abbildung 7-12 zeigt die Entwicklung der Recyclingrouten „Sekundäraluminium“, „Sekundärkupfer“ und „Sekundärstahl“ im Spannungsfeld ihrer minimalen und maximalen Anteile am homogenen Produkt im TM-KN Szenario. Die Anteile der metallurgischen Sekundärrouten geben Einblick in die kreislaufwirtschaftlichen Prozesse des Szenarios.

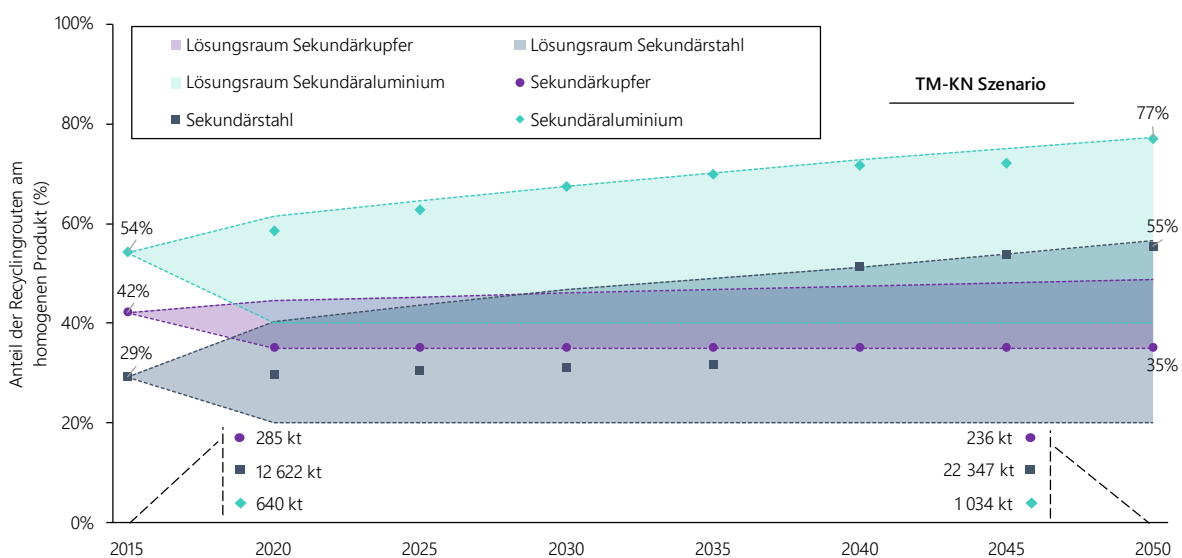


Abbildung 7-12: Lösungsraum und Anteil der Recyclingrouten am homogenen Produkt, Kreislaufwirtschaft in der Metallurgie, TM-KN Szenario

Sekundäraluminium erreicht bereits in 2030 den maximalen, exogen vorgegebenen Anteil am homogenen Produkt. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2050 steigt der Sekundäranteil von 54 auf 77 %. Da in der Stahlindustrie zwischen 2018 und 2037 keine natürliche Reinvestition der Hochofenroute stattfindet, verharrt die Sekundärstahlproduktion im mittleren Bereich ihrer möglichen Bandbreite. Bis 2040 erreicht die Sekundärstahlroute ihren zum Zeitpunkt maximalen Anteil am homogenen Produkt „Stahl“. Gegenüber 2015 steigt der Sekundärstahlanteil am homogenen Produkt um 26 Prozentpunkte auf 55 % in 2050. Wegen

der vorgegebenen natürlichen Reinvestitionszyklen bei gleichzeitig exogen steigenden, maximalen Recyclinganteilen sind die Kreislaufprozesse auf frei werdende Kapazitäten anderer Verfahrensrouten oder die sich ändernde Wirtschaftsleistung angewiesen, um ihren Anteil am homogenen Produkt zu erhöhen.

Im Gegensatz zu den Sekundärrouten in der Aluminium- und Stahlindustrie ist die Produktion von Sekundärkupfer energie- und emissionsintensiver als die Primärproduktion. Bei der Primärproduktion liefert das energiereiche Kupferoxid einen Großteil der Energie bereits mit. Der Energie- und Emissionsaufwand der Sekundärproduktion hängt hingegen maßgeblich vom Aufbereitungsaufwand des Kupferaltmetalls ab [58], [278]. Im Klimaschutzszenario sinkt der Kreislaufprozessanteil beim Kupfer im Zeitverlauf deshalb von 42 % in 2015 auf den exogen vorgegebenen Mindestanteil von 35 %.

Abbildung 7-13 visualisiert ausgewählte Modellergebnisse verknüpfter Wertschöpfungsketten der Stahl-, Kupfer- und Zementindustrie.

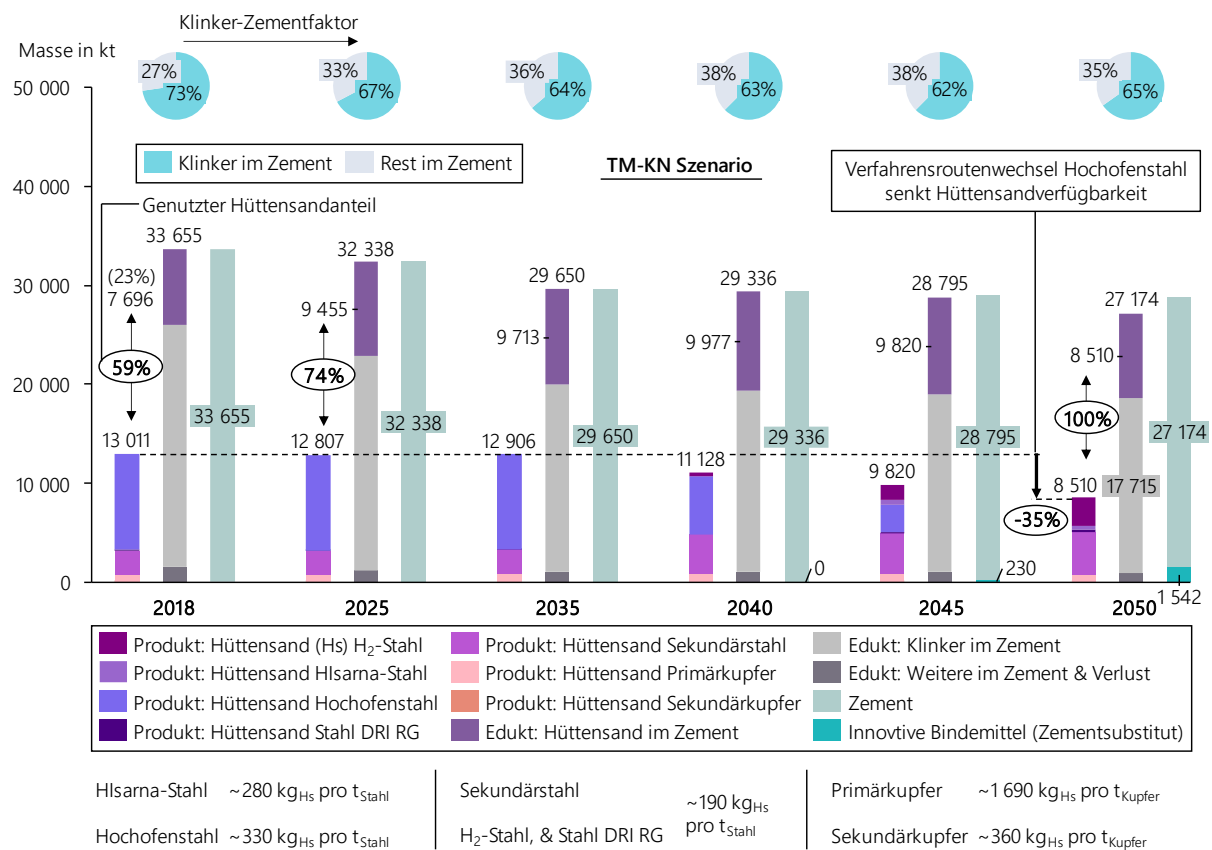


Abbildung 7-13: Materialabhängigkeiten in der industriellen Wertschöpfung, Hüttensand aus der Metallurgie als Edukt für die Zementherstellung, TM-KN Szenario

Die Wertschöpfungsketten sind über das Material „Hüttensand“ miteinander verflochten. Hüttensand entsteht als schlackenartiges Koppelprodukt der Stahl- und Kupfererzeugung. Etwa 90 % der Schlacke können als Hüttensand weiterverwertet werden [343]. Die CO₂-Verminderung in der Zementindustrie ist u. a. abhängig von der Hüttensandverfügbarkeit. Hüttensand geht neben Klinker als weiterer Hauptbestandteil in den Zement ein. In 2018 bestand der Zement zu etwa 23 % aus Hüttensand. Können vermehrt Hüttensande genutzt und so der Klinker-Zementfaktor gesenkt werden, benötigt der Zement geringere Mengen des energie- und emissionsintensiven Klinkers. Jedoch fallen bei den verschiedenen, als „Lieferanten“ fungierenden Prozessrouten der Stahl- und Kupferindustrie unterschiedliche spezifische Hüttensandmengen an. So reduziert der Wechsel von Hochofenstahl auf H₂- bzw. Sekundärstahl die Hüttensandmenge der Stahlindustrie um etwa 42 %. Die verstärkte Produktion von Primärkupfer zur Deckung der Kupfernachfrage hingegen steigert die Hüttensandmenge der Kupferindustrie um etwa das

Fünffache [280], [344], [345], [269], [208], [346]. Insgesamt trägt die Kupferproduktion in 2025 jedoch lediglich ~7 % zur Gesamtmenge an Hüttensand im industriellen Bilanzraum des Modells bei. Neben der Erhöhung des Hüttensands können innovative Verfahren wie die Produktion alternativer Bindemittel konventionelle Zemente teilweise substituieren und die Klinkernachfrage verringern. In 2025 nutzt der Zementprozess im TM-KN Szenario bereits 74 % des verfügbaren Hüttensands aus der Stahl- und Kupferindustrie. Der anfänglich noch hohe Klinker-Zementfaktor sinkt von 73 auf 67 %. Mit steigendem Klimaschutzambitionsniveau substituiert die Zementherstellung Klinker weiter durch Hüttensand. In 2045 nutzt die Zementindustrie den verfügbaren, aber abnehmenden Hüttensand schließlich vollständig. Der Klinker-Zementfaktor sinkt in geringem Maße auch durch die langsam hochlaufenden, innovativen Bindemittel auf 62 % bis 2045. Trotz der Zunahme innovativer Bindemittel in 2050, steigt der Klinker-Zementfaktor angesichts der geringer werdenden Hüttensandmengen zwischen 2045 und 2050 auf 65 % an.

Abbildung 7-14 weist die Anteile der verschiedenen Thermoprozessanlagen und Brenner an der installierten Erzeugungsleistung im TM-KN Szenario unterteilt nach Temperaturbändern aus. Das Temperaturband unter 200 °C (industrielle Niedertemperatur) umfasst beispielsweise die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie die Prozesswärme bis 200 °C.

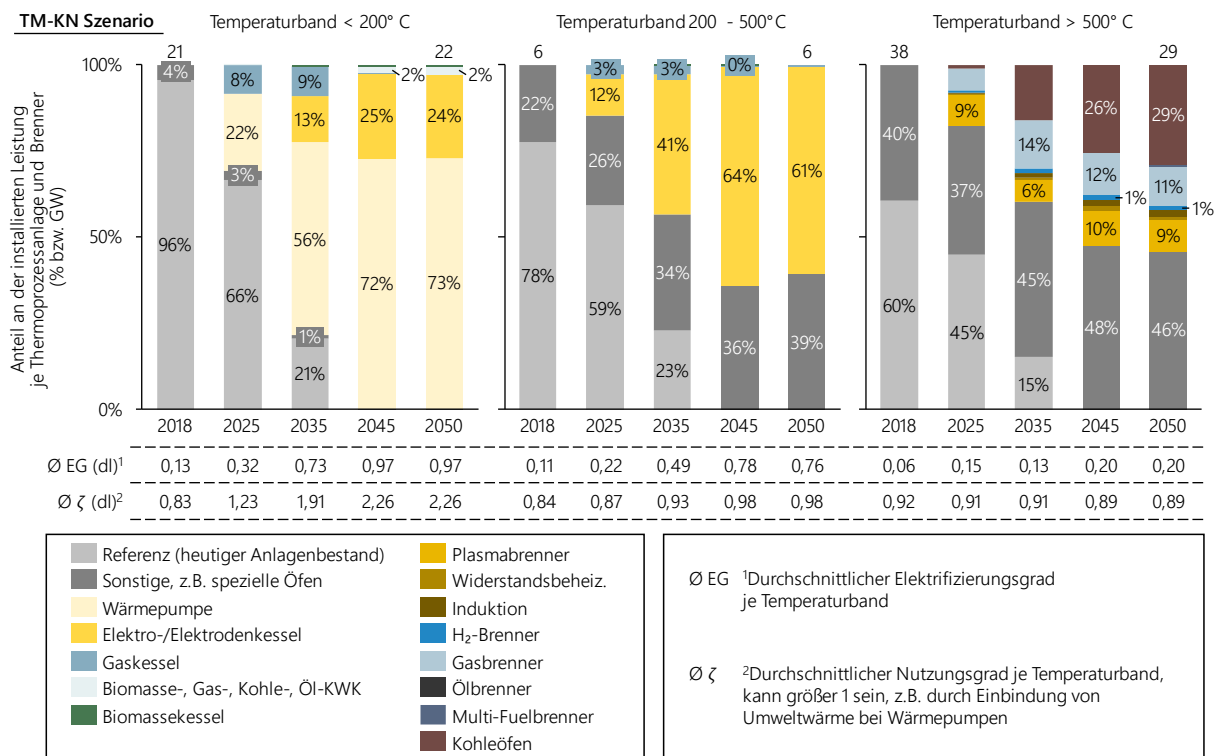


Abbildung 7-14: Im industriellen Bilanzraum eingesetzte Thermoprozessanlagen und Brenner, nach Temperaturniveau, durchschnittlicher Elektrifizierungs- und Nutzungsgrad, TM-KN Szenario

Im Zeitverlauf durchdringen effiziente Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Elektro- bzw. Elektrodenheizkessel die industrielle Niedertemperatur. Da Wärmepumpen nur bis etwa 140 °C einsetzbar sind [157], [158], ist ihr Anteil in der Prozesswärmeerzeugung zwischen 100 und 200 °C auf 40 % begrenzt. Neben den strombasierten Technologien verbleiben vereinzelt Biomasse-KWK und Biomassekessel in 2045 in der Industrie. Die hauptsächlich zwischen 2019 und 2025 bei niedrigerem Klimaschutzambitionsniveau investierten Gaskessel werden bis 2045 durch Elektrifizierungstechnologien verdrängt. Der Elektrifizierungsgrad im TM-KN Szenario steigt in der Niedertemperatur auf 97 % in 2045 und 2050. Der durchschnittliche Nutzungsgrad der Thermoprozessanlagen nimmt infolge der Einbindung von

Umweltwärme bei Wärmepumpen einen Wert über 1 an. In 2050 entspricht der Nutzungsgrad im Temperaturband unter 200 °C einem Wert von 2,26. Eine eingesetzte Kilowattstunde Endenergie liefert demzufolge etwa 2,3 Kilowattstunden Nutzwärme im Modell.

Aufgrund ihres begrenzten Temperaturniveaus können Wärmepumpen im Temperaturband zwischen 200 und 500 °C nicht mehr eingesetzt werden. Im mittleren, industriellen Temperaturband dominieren Elektro- bzw. Elektrodenkessel sowie spezielle Prozessanlagen (z. B. Refiner). Der Elektrifizierungsgrad steigt hauptsächlich wegen der Elektrodenheizkessel von derzeit 11 % auf 76 % in 2050. Statt mehr Nutzwärme als eingesetzte Endenergie zu generieren, wie es in der Niedertemperatur der Fall ist, erreichen die Thermoprozessanlagen im Temperaturband im Schnitt einen Nutzungsgrad von 98 % in 2045 und 2050.

Das Temperaturband über 500 °C ist geprägt von speziellen Prozessanlagen. Die im Modell abgebildete, industrielle Hochtemperaturwärme beschränkt sich im Kontext der Wärmeerzeuger auf die Brenner der Prozessanlagen. Die Anlagen selbst und ihre Investition sind im Maßnahmenmodul verortet. Bis 2035 substituieren Gasbrenner und Kohleöfen (Brenneranteil der Öfen) die synthetische Referenz. Ebenfalls kommen vermehrt elektrische Plasmabrenner zum Einsatz. Plasmabrenner weisen zwar einen im Vergleich zu anderen Hochtemperaturbrennern niedrigen Nutzungsgrad (76 %) auf, offerieren jedoch die Option, die bisher kaum strombasierte Hochtemperaturwärme (6 % in 2018) zu elektrifizieren. Zwischen 2035 und 2045 baut das TM-KN Szenario Kohleöfen zu, die jedoch überwiegend mit biogenen Brennstoffen befeuert werden. Im Vergleich zu den anderen Temperaturbändern erzielt die Hochtemperatur auch wegen den Plasmabrennern im Rahmen der Transformation keine Effizienzgewinne. Der Elektrifizierungsgrad steigt zudem lediglich auf 20 % in 2045 und 2050.

Wasserstoffbrenner setzen sich aufgrund der günstigeren, teils ebenfalls klimaneutralen Alternativen hingegen kaum durch (~1 % in 2045 und 2050). Im Wärmemarkt beeinflussen vor allem die Energieträgerkosten die Wahl der Thermoprozessanlage. So ist der Energiekostenanteil im Schnitt über alle Thermoprozessanlagen und Brenner im TM-KN Szenario um etwa Faktor 13 höher als die Investitionen und fixen Betriebskosten zusammen. Sind klimaneutraler Strom und Biomasse günstiger als Wasserstoff und in ausreichendem Maß verfügbar, müssten die Kapitalkosten der strom- und biomassebasierten Brenner folglich um ein Vielfaches höher liegen, damit sich Wasserstoffbrenner durchsetzen⁴¹. Die in 2045 noch verbleibenden Gasbrenner hingegen kann das Szenario aufgrund ihrer zwischen 2025 und 2035 vorgenommenen Investition und der Vorgabe natürlicher Reinvestitionszyklen erst nach 2045 substituieren (Technische Nutzungsdauer: 20 Jahre). Mit steigendem Klimaschutzambitionsniveau werden sie deshalb zunehmend mit synthetischem Gas betrieben. Für einen Hochlauf der Wasserstoffbrenner vor 2045 müssten folglich bereits zwischen 2025 und 2035 Investitionen vorgenommen werden, die zu diesem Zeitpunkt weder dem vergleichsweise niedrigen Klimaschutzambitionsniveau entsprechen noch wirtschaftlich sind. Die geschickte Steuerung durch die Politik mittels Abgaben und Umlagen könnte den Einsatz von Wasserstoffbrennern bereits früher anreizen. Lediglich spezielle Prozessanlagen wie die Direktreduktion (H₂-Stahl, 39 TWh in 2050) setzen größere Mengen Wasserstoff im TM-KN Szenario ein. Die aus makroökonomischer und kostenoptimierter Perspektive durchgeführte Analyse lässt folglich den Schluss zu, dass sich Wasserstoff im industriellen Wärmemarkt nur durchsetzen würde, wenn eine aktive Abgaben- und Umlagenpolitik in diese Richtung betrieben wird.

Abbildung 7-15 stellt die in den Thermoprozessanlagen und Brennern in 2030 eingesetzten Brennstoffe dem Brennstoffmix in 2050 gegenüber. Die in 2030 noch meist mit fossilen Brennstoffen betriebenen Thermoprozessanlagen und Brenner verfeuern in 2050 überwiegend klimaneutrale Energieträger. Multi-Fuelbrenner, die feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einsetzen können [204], nutzen in 2050

⁴¹ Den systemischen Nutzen von Wasserstoff (z. B. Energiespeicherung) vernachlässigt die Analyse in diesem Kontext

ausschließlich Wasserstoff und synthetisches Gas. Vor 2030 kommen aufgrund der niedrigeren Kosten hingegen noch hauptsächlich fossiles Öl und Gas zum Einsatz. Die 2030 noch rein mit fossilen Gasen betriebenen Thermoprozessanlagen nutzen in 2050 zu 82 % synthetisches Gas. Rein ölbasierte Thermoprozessanlagen und Brenner betreibt die Industrie in 2030 und 2050 nicht.

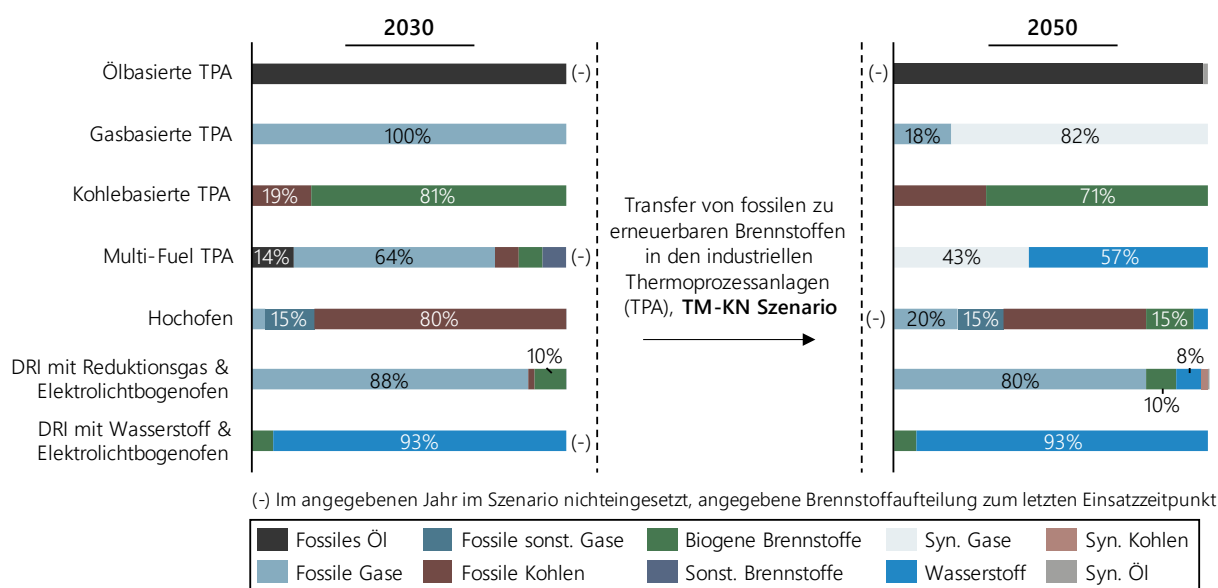


Abbildung 7-15: Änderung des Brennstoffmix der Thermoprozessanlagen zwischen 2030 und 2050, TM-KN Szenario

Abbildung 7-16 enthält links mehrere Boxplots zur statistischen Auswertung des sich in der industriellen Transformation ändernden Umsetzungsgrad von 180 Einzelmaßnahmen im TM-KN Szenario und visualisiert rechts ihren Hochlauf.

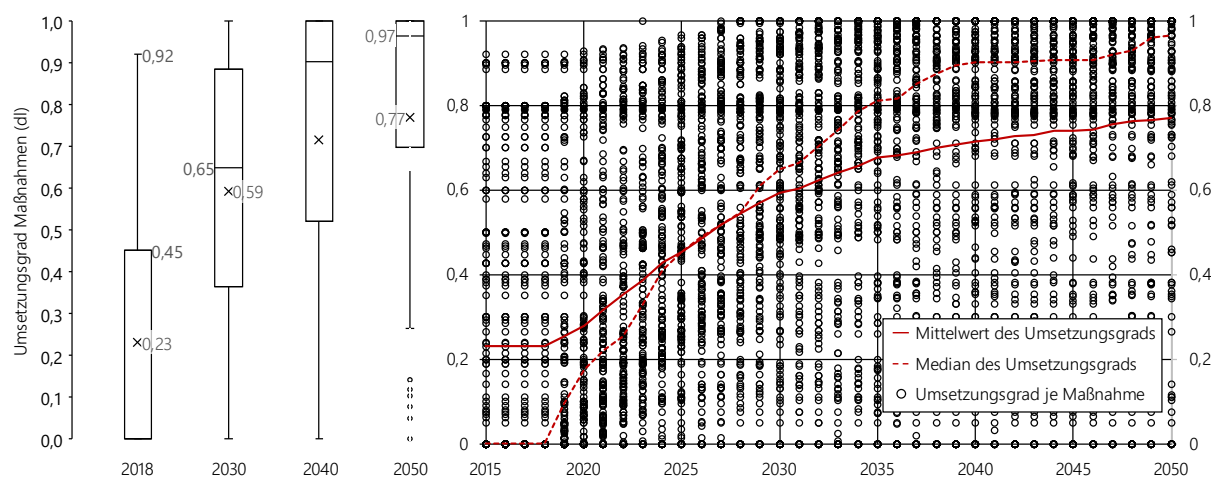


Abbildung 7-16: Statistische Auswertung des Hochlaufs von 180 Einzelmaßnahmen, prozessspezifisch und prozessunspezifisch, TM-KN Szenario

Der Maßnahmenumsetzungsgrad steigt im Betrachtungszeitraum zwischen 2018 und 2030 im Mittel am stärksten. Er nimmt zwischen 2018 und 2030 um 36 Prozentpunkte zu. Viele Maßnahmen erreichen bereits ab 2035 ihren maximalen Umsetzungsgrad. In 2050 erzielen die Maßnahmen einen Umsetzungsgrad von durchschnittlich 77 %. Der gegenüber Ausreißern und damit den nicht eingesetzten Maßnahmen robustere Median läuft bis 2050 auf ein Niveau von 97 % hoch. Die Entwicklung des Mittelwerts und des Medians legen einerseits nahe, dass sich zwar einzelne, vorteilhafte Maßnahmen gegen ihre Konkurrenz durchsetzen. Andererseits kommen die „Sieger“ ihrem maximalen Umsetzungsgrad von 1 sehr nahe. Das

untere Quartil erreicht in 2050 Werte von ~70 %. Folglich laufen im TM-KN Szenario etwa 75 % der Maßnahmen auf einen Umsetzungsgrad von mindestens 70 % hoch.

Abbildung 7-17 visualisiert die Entwicklung der CO₂-Verminderungspotenziale und Kosten ausgewählter Prozessmaßnahmen in Abhängigkeit des sich im TM-KN Szenario verändernden Energieträgermix.

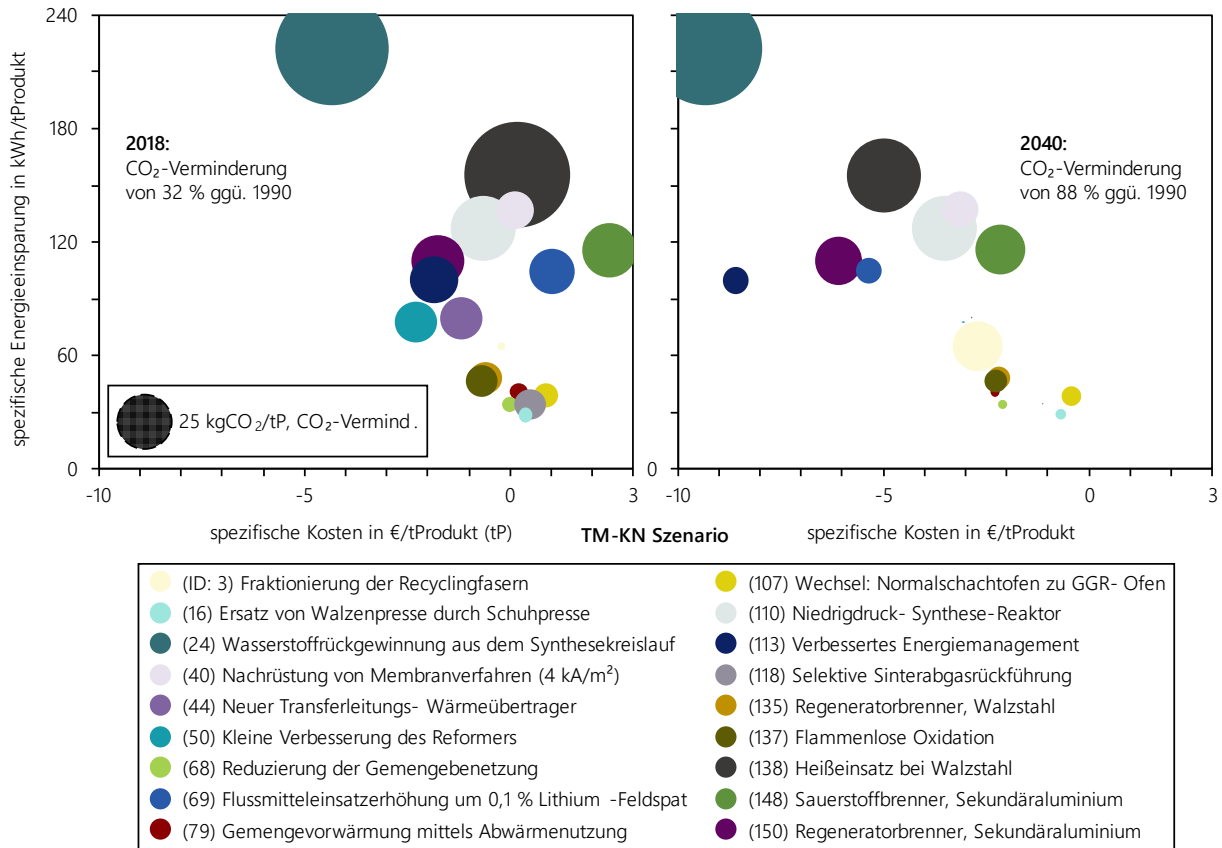


Abbildung 7-17: Entwicklung der CO₂-Verminderungspotenziale und Kosten ausgewählter Prozessmaßnahmen, Identifikationsnummer entspricht Maßnahmen-ID in den Maßnahmentabellen im Anhang, z. B. Tabelle 10-48, TM-KN Szenario

Abbildung 7-17 enthält die spezifische Energieeinsparung (Ordinate), die spezifischen Kosten⁴² (Abszisse) und die THG-Verminderungspotenziale (Kreisgröße) der ausgewählten Prozessmaßnahmen in 2018 (links). Die rechte Seite der Abbildung zeigt die Kenngrößen der Maßnahmen in 2040. Zwei Effekte treten beim Vergleich der linken und rechten Seite deutlich hervor:

- Zum einen verringert sich das CO₂-Verminderungspotenzial von Maßnahmen mit steigendem Klimaschutzambitionsniveau in der Industrie (Kreisgröße) meist. Da Maßnahmen ausschließlich auf energiebedingte Emissionen wirken, die energiebedingten Emissionen mit zunehmender industrieller Transformation jedoch abnehmen, können sie prospektiv kaum noch zur CO₂-Verminderung beitragen. Bei Senkung der energiebedingten Emissionen auf null z. B. in Folge des Einsatzes klimaneutraler Energieträger, setzen die Szenarien Maßnahmen folglich nicht mehr wegen der industriellen CO₂-Zielvorgabe, sondern ausschließlich auf wirtschaftlicher Basis um. Die Energieeffizienz im Kontext der Emissionsverminderung verliert im Modell an Bedeutung. Der Effekt kann anhand des verringerten Kreisdurchmessers auf der rechten im Vergleich zur linken Seite u. a. bei den Maßnahmen mit der Identifikationsnummer 69, 113, und 138 sowie bei den rechts kaum noch sichtbaren Maßnahmen mit den Identifikationsnummern 44, 50 und 118 beobachtet werden. Bei 61 % der dargestellten Prozessmaßnahmen sinkt das CO₂-Verminderungspotenzial ab

⁴² Die Kosten umfassen die Investitionen und fixen Betriebskosten der Maßnahme abzüglich der eingesparten Energie- und Emissionskosten

2041 (Klimaneutralität im industriellen Bilanzraum) auf null. Aus Kostensicht und ohne CO₂-Beitrag ist es stellenweise günstiger, die nicht-wirtschaftlichen Maßnahmen in den letzten Dekaden nicht zu reinvestieren.

- Zum anderen nimmt die ökonomische Attraktivität der Maßnahmenumsetzung zu, weil die Energiekosteneinsparung aufgrund des im Schnitt teurer werdenden Energieträgermix steigt. So erhöht beispielsweise der Einsatz synthetischer Brennstoffe die Kosten des Energiemix beträchtlich. Die Maßnahmen können aus wirtschaftlicher Perspektive einen nennenswerten Beitrag zur Energiekostensenkung leisten. Den beschriebenen Effekt zeigen die auf der Abszisse nach links verschobenen Maßnahmen im rechten im Vergleich zum linken Bildausschnitt. Besonders gut ist der Effekt bei den Maßnahmen mit der Identifikationsnummer 24, 69 und 148 zu beobachten.

Trotz der teils abnehmenden Bedeutung von Effizienzmaßnahmen hinsichtlich der CO₂-Verminderung, sind die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor nicht zu vernachlässigen. Mit höherem Energieverbrauch der Endenergiesektoren steigt auch der Druck auf den Bereitstellungssektor, die Energieträger zur Verfügung zu stellen. Eine gewisse Änderung des Energiemix und damit der Nachfrage ist in der Entwicklung der Energieträgerkosten enthalten. Darüberhinausgehende Umstellungen infolge einer veränderten industriellen Transformation bilden die Energiekosten jedoch nicht ab. Mit der teils fehlenden Reinvestition in Effizienzmaßnahmen steigt der Druck auf den Bereitstellungssektor, die Energiemengen gerade in späteren Dekaden klimaneutral zum vorgegebenen Preis zur Verfügung zu stellen.

Abbildung 7-18 fasst relevante Charakteristika der CO₂-Luftabscheidung und Prozessabscheidung im Klimaneutralitätsszenario (TM-KN) zusammen. Die mit dem Transport und der Speicherung von CO₂ verbundenen Umweltrisiken sowie die fehlende gesellschaftlicher Akzeptanz [64] behandelt die Dissertation nicht im Detail.

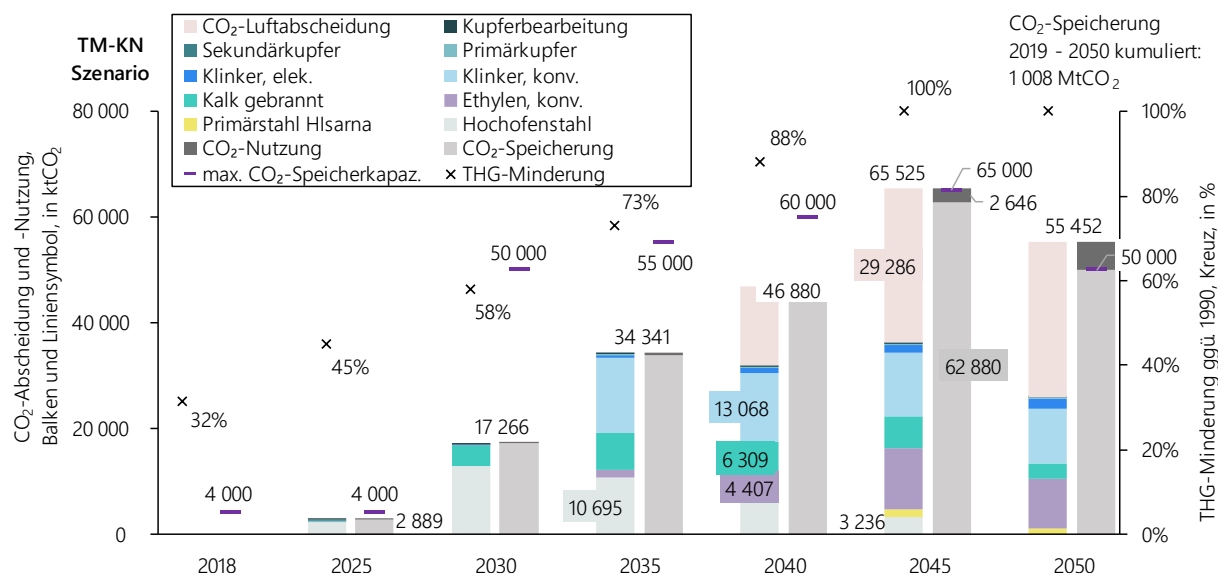


Abbildung 7-18: Relevante Charakteristika der CO₂-Abscheidung, mit maximaler CO₂-Speicherkapazität pro Jahr in Deutschland und THG-Verminderung ggü. 1990, TM-KN Szenario

Trotz noch niedriger CO₂-Zielvorgabe (45 % Verminderung ggü. 1990) senkt die CO₂-Abscheidung die Emissionen der Hochofenroute bereits ab 2025. Die abgeschiedenen und gespeicherten Emissionen in Höhe von 2,9 MtCO₂ nähern sich in 2025 bereits an die im KSpG gesetzlich verankerte maximale CO₂-Speicherkapazität von 4 MtCO₂ pro Jahr in Deutschland an [148]. Das TM-KN Szenario nimmt an, dass die inländische CO₂-Speicherkapazität statt wie bisher nur Versuchszwecken zu dienen, den industriellen Maßstab erreicht und zunächst auf 50 MtCO₂ pro Jahr in 2030 steigt. Bereits in 2035 verwenden u. a. die Kalk-, die Klinker-, die Primärstahl- und die Ethylenproduktion die CO₂-Prozessabscheidung zur

Verminderung der Emissionen bzw. zur Erzeugung negativer Emissionen. Die ab 2041 auf 65 MtCO₂ pro Jahr angehobene CO₂-Speicherkapazität nutzen die Prozesse gemeinsam mit der ab 2036 eingesetzten CO₂-Luftabscheidung fast vollständig aus (~62,9 Mt). Neben den gespeicherten 62,9 MtCO₂ in 2045 verortet das TM-KN Szenario etwa 2,6 MtCO₂ zur Produktion synthetischer Brennstoffe. Pro TWh synthetisches Gas werden im Sabatier-Prozess jedoch etwa 0,198 MtCO₂ benötigt [311]. Allein um die Menge synthetischen Methans in 2045 zu erzeugen (17,6 TWh), ist das aus der Prozessabscheidung bei der Verbrennung von synthetischen Energieträgern selbst stammende CO₂ noch um etwa 0,9 MtCO₂ zu ergänzen. Um Klimaneutralität zu wahren, könnten sich die Herstellungsprozesse des andernfalls gespeicherten, luftabgeschiedenen CO₂ bedienen. Um den Status der CO₂-Abscheidung als Brückentechnologie zu betonen, die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz zu berücksichtigen und die tatsächlich nicht unbegrenzte CO₂-Speicherkapazität in Deutschland einzubeziehen, sinkt die maximale CO₂-Speicherkapazität zwischen 2045 und 2050 auf 50 MtCO₂. Das Absenken der maximalen CO₂-Speicherung in Deutschland stellt stärkere Anforderungen an weitere CO₂-Verminderungsoptionen. Um das Klimaschutzambitionsniveau dennoch bei Nettonull zu halten, setzt das TM-KN Szenario vermehrt synthetische Brennstoffe und Wasserstoff ein. Diese Erkenntnis ist nicht nur aus dem veränderten Energieträgermix (vgl. Abbildung 7-2), sondern auch anhand der deutlich gestiegenen CO₂-Nutzung in 2050 ableitbar. Das Modell führt lediglich die abgeschiedenen Emissionen der Nutzung zu, welche auf synthetische Brennstoffe oder teilweise Biomasse⁴³ zurückgehen. Die im Szenario verwendete CO₂-Abscheidung nimmt Werte im oberen Bereich dessen an, was andere Industrieszenarien mit hohem Klimaschutzambitionsniveau ebenfalls zulassen [39], [52].

Kumuliert speichert das TM-KN Szenario im Zeitraum zwischen 2019 und 2050 Emissionen in Höhe von ~1 008 MtCO₂. Die kumulierte CO₂-Speichermenge übertrifft den derzeitigen jährlichen CO₂-Ausstoß Deutschlands um etwa 18 % (2018) [11]. CO₂ könnte in Deutschland in ausgeförderten Gasfeldern, salinen Aquiferen und Kohlenflözen gespeichert werden [53], [52], [47]. Aus geologischer Sicht reichen die verfügbaren Speicherkapazitäten aus, um die im Zeitraum abgeschiedenen Emissionen des TM-KN Szenarios aufzunehmen. Allein die Kapazität ausgeschöpfter Gasfelder in Deutschland schätzt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe auf 2 750 MtCO₂ [347].

Aus Kostensicht ist die Abscheidung, der Transport und die Speicherung der CO₂-Emissionen meist deutlich günstiger als die industrielle CO₂-Verminderung mittels synthetischer Brennstoffe. Im jahres- und prozessübergreifenden Schnitt wendet das TM-KN Szenario ~91 €₂₀₁₈/tCO₂ für Abscheidung, Transport und Speicherung des CO₂ auf. Liegt der CO₂-Preis über den Gesamtkosten der CO₂-Abscheidung, lohnt es sich auch aus marktwirtschaftlicher Sicht, CO₂-Abscheidungsanlagen einzusetzen. Die Kosten der durch die synthetischen Brennstoffe verdrängten Tonne CO₂ hängen von den Emissionen des aktuellen Brennstoffmix ab. Zwischen 2015 und 2050 weist der fossile Brennstoffmix im Schnitt energiebedingte Emissionen von 0,29 tCO₂/MWh auf. Bei einem durchschnittlichen Preis von 260 €₂₀₁₈/MWh des synthetischen Gases im selben Zeitraum ergeben sich entsprechend CO₂-Verminderungskosten von 897 €₂₀₁₈/tCO₂. Mit zunehmender Defossilisierung des Brennstoffmix z. B. durch den Einsatz von Biomasse steigen die CO₂-Verminderungskosten synthetischer Brennstoffe. Die sehr vereinfachte Kostenanalyse vernachlässigt jedoch die mit der CO₂-Speicherung einhergehenden Umweltrisiken und die bislang fehlende Akzeptanz.

7.3 Sensitivitätsanalyse: Klimaneutralität und Sonderabschreibungen

Neben den beiden Kernszenarien berechnet Smlnd im Rahmen der Dissertation ein Klimaneutralitätsszenario, indem Sonderabschreibungen zugelassen sind (TM-KN-SA). Mit Ausnahme der

⁴³ 20 % der Biomasseemissionen werden pauschal der Nutzung zugeführt, um synthetische Brennstoffe zu produzieren und gleichzeitig die Verluste infolge der begrenzten CO₂-Abscheiderate zu kompensieren

natürlichen Reinvestition (TM-KN) und der zugelassenen Sonderabschreibungen (TM-KN-SA) gleichen sich die Klimaneutralitätsszenarien. Das TM-KN-SA Szenario vernachlässigt zum Zweck der wissenschaftlichen Analyse des Effekts von Sonderabschreibungen die kurzfristige Verfügbarkeit von speziellen Produktionsanlagen, ausreichender und spezialisierter Handwerksleistungen, hinreichend geschultem Personal bei veränderten Arbeitsanforderungen sowie weitere transformationshemmende Aspekte.

Die teils teuren Sonderabschreibungen wirken in den kostenoptimierten Modulen zwar als Hemmnis, können jedoch trotzdem nicht den teils realitätsfernen Hochlauf und Wechsel zwischen Prozessen und Technologien verhindern. Obwohl es in der kurzen Sicht vorteilhaft wäre, münden ungünstige Bedingungen wie hohe Produktionskosten in der Realität nicht unbedingt und ad-hoc in der Anpassung des Anlagenbestands. Vielmehr würden Industriebetriebe z. B. die Möglichkeit wahrnehmen, die Fertigung bei sehr hohen Produktionskosten zunächst zeitweilig stillzulegen. Das Modell verfügt nicht über produktionsseitige Flexibilitätsoptionen und ist an die Erfüllung der Wirtschaftsleistung gebunden. Die Module agieren zudem auf Jahresbasis. Teilweise fehlt ihnen der „Weitblick“, welcher sich in der Realität aus teils vorhersehbaren oder als fix anzunehmenden Rahmenbedingungen ableitet. Sonderabschreibungen ermöglichen es, Lock-In Effekte in der industriellen Investitionstätigkeit zu umgehen. Nach [31] sind Lock-In Effekte ein Hauptgrund für die verzögerte Transformation der Industrie. Beispielsweise investiert das TM-KN Szenario in den 2030-iger Jahren im Hochtemperaturbereich noch in gasbasierte Brenner mit einer technischen Nutzungsdauer von 20 Jahren. Bei sehr hohem Klimaschutzambitionsniveau ab 2041 ist das Szenario wegen der natürlichen Reinvestition jedoch nicht in der Lage, die realisierte und aus ex-post Sicht ggf. als „Fehlinvestition“ zu bewertende Anlage zu korrigieren. Um das vorgegebene Klimaschutzambitionsniveau dennoch zu erfüllen, ist das TM-KN Szenario gezwungen, die verbleibenden Thermoprozessanlagen mit sehr teurem, synthetischem Gas zu betreiben. Diese „Lock-Ins“ vermeidet das TM-KN-SA Szenario.

Abbildung 7-19 weist den Energieverbrauch und die Emissionen des TM-KN-SA Szenarios aus. In 2050 stehen ihm die Ergebnisse des TM-KN Szenarios gegenüber.

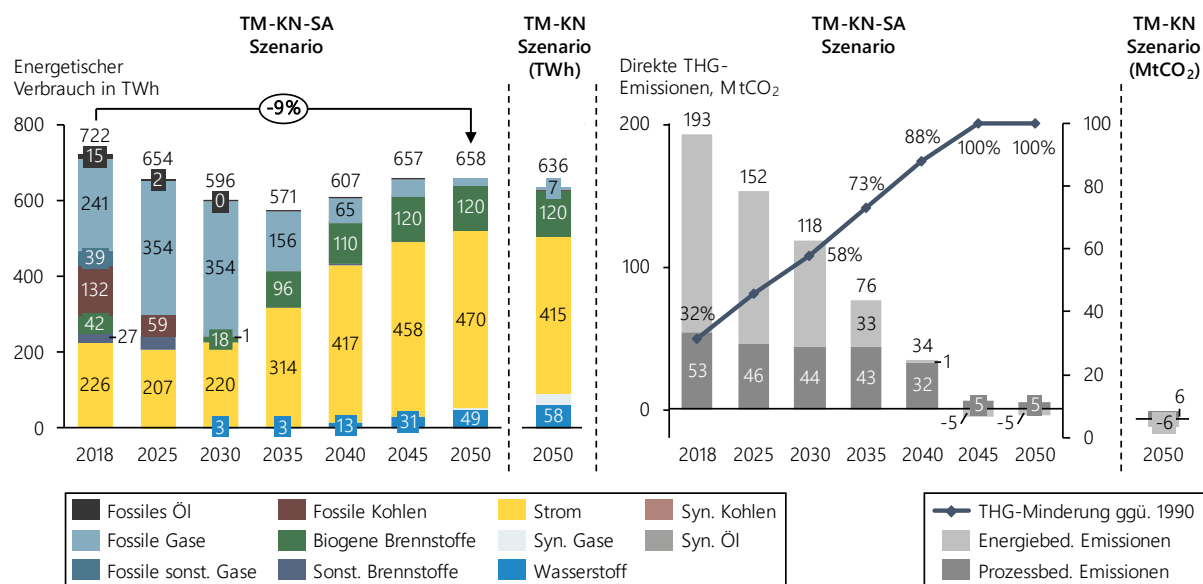


Abbildung 7-19: Klimaneutralitätsszenario mit zugelassener Sonderabschreibung, Endenergie und Emissionen

Wie das TM-KN ist das TM-KN-SA Szenario von einem hohen Einsatz an Biomasse, einer starken Elektrifizierung und der Wasserstoffnutzung geprägt. Die exogen vorgegebenen CO₂-Zielmarken in 2030 (58 % ggü. 1990), 2040 (88 %), 2045 (100 %) und 2050 (100 %) erreicht das Szenario. Angesichts der Option, Anlagen vor dem Ende der technischen Nutzungsdauer zu reinvestieren, vermeidet das Szenario den

Einsatz sehr teuer, synthetischer Kohlenwasserstoffe (Gas, Öl) und synthetischer Kohlen fast vollständig. Der teils stärkere Einsatz innovativer, aber oftmals weniger effizienter Verfahrensrouten führt dazu, dass der Energieverbrauch im Szenario in 2050 höher ist als noch im TM-KN Szenario (3 %)⁴⁴. Die Effizienzverluste gen Ende konterkarieren zwischenzeitliche starke Effizienzgewinne, welche auf Effizienzmaßnahmen und die Niedertemperaturelektrifizierung zurückzuführen sind. Ebenso wie das TM-KN Szenario speichert das TM-KN-SA Szenario 50 MtCO₂ in 2050. Durch die Möglichkeit von der natürlichen Reinvestition abzuweichen, setzt das TM-KN-SA Szenario die CO₂-Abscheidung über den Betrachtungszeitraum jedoch weniger stark ein. Die zwischen 2019 und 2050 kumulierte, gespeicherte CO₂-Menge verringert sich um 36 % (645 MtCO₂ statt 1 008 MtCO₂, vgl. Abbildung 7-18).

Abbildung 7-20 visualisiert anhand eines Modellbeispiels die im TM-KN-SA Szenario vor der technischen Nutzungsdauer realisierte Anlagenentnahme aus dem Bestand.

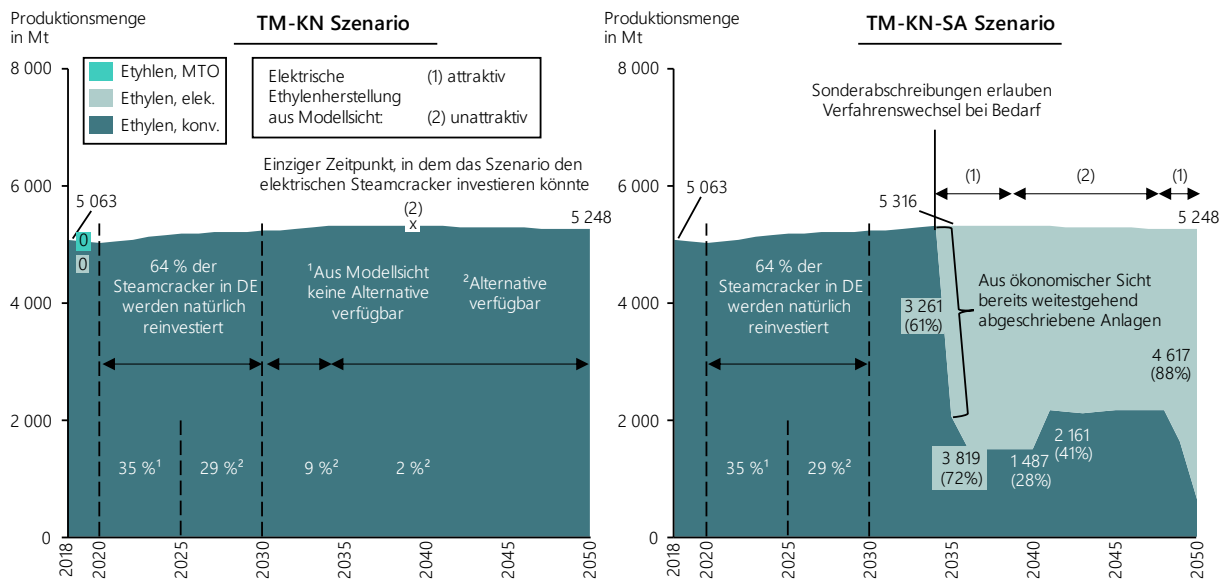


Abbildung 7-20: Entwicklung der Ethylenproduktion in den Szenarien, links ohne Sonderabschreibungen, rechts mit Sonderabschreibungen

Basierend auf den Erkenntnissen zur Altersstruktur des Anlagenbestands und einer technischen Nutzungsdauer von 50 Jahren ist bei 25 % der Steamcracker (Ethylen, konv) schon vor der Simulation klar, dass sie im Betrachtungszeitraum nicht natürlich reinvestiert werden können (TM-KN Szenario). Ihre Reinvestition steht erst zwischen 2051 und 2065 an [32]. Im Betrachtungszeitraum werden 75 % der Steamcracker in Deutschland am Ende ihrer technischen Nutzungsdauer ersetzt (natürlich). 64 % der Steamcracker müssen im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 erneuert werden. Zudem werden 9 % in 2034 und 2 % in 2038 natürlich reinvestiert [32], [58]. Die Analyse bestätigt die Vermutung, dass die jetzt anstehende Investitionsphase im Kontext des Klimaschutzes, mit Blick auf die üblicherweise in der Industrie angewandten natürlichen Reinvestitionszyklen, bereits wegweisend sein kann. Ab 2025 steht den Szenarien mit der MTO-Route (Ethylen, MTO) eine potenziell klimafreundliche Alternative zur Substitution des konventionellen Steamcrackers zur Verfügung [32]. Ab 2035 können die Szenarien den konventionellen zudem durch den elektrischen Steamcracker (Ethylen, elek.) ersetzen [32]. Sowohl im TM-KN als auch im TM-KN-SA Szenario ist die zur Verfügung stehende, klimafreundliche MTO-Route im Investitionszeitraum zwischen 2025 und 2030 ökonomisch unattraktiv. Das im Zeitraum niedrige CO₂-Verminderungsniveau ermöglicht es den Szenarien, auf die MTO-Route zu verzichten. Mit Blick auf die technische Nutzungsdauer der Steamcracker von 50 Jahren hat das TM-KN Szenario bei 64 % der Anlagen jedoch erst wieder zwischen

⁴⁴ U. a. auf den Einsatz des elektrischen Steamcrackers zurückzuführen, der einen höheren Energieverbrauch im Vergleich zum konventionellen Steamcracker bedingt.

2070 und 2080 und damit außerhalb des Betrachtungszeitraums die Möglichkeit, andere Verfahrensrouten zu wählen. Da der konventionelle Steamcracker im TM-KN Szenario zum einzig möglichen Investitionszeitpunkt (2038), indem nach 2035 auf alternative Routen umgestiegen werden kann, einen geringeren Energieverbrauch aufweist sowie hauptsächlich günstige und ebenfalls klimaneutrale Biomasse (39 TWh) einsetzt, ist der Wechsel zum elektrischen Steamcracker aus Modellsicht zum Zeitpunkt unattraktiv.

Das TM-KN-SA Szenario ist hingegen nicht an natürliche Reinvestitionszyklen gebunden. Es vermeidet Pfadabhängigkeiten (Lock-In Effekte), indem es die Option wahrnimmt, Anlagen vor dem Ende der technische Nutzungsdauer auf Kostenbasis zu reinvestieren. Das kostenoptimale Ergebnis des Moduls zur Verfahrensroutenwahl vermeidet es, noch nicht vollständig abgeschriebene Anlagen zu reinvestieren. Die dabei entstehenden Sonderabschreibungen können aus ökonomischer Sicht eine erhebliche zusätzliche Belastung mit sich bringen. Im TM-KN-SA Szenario ist der elektrische im Vergleich zum konventionellen Steamcracker in 2035 eine attraktive Investition. Das Modul entnimmt fast ausschließlich Anlagenbestände des konventionellen Steamcrackers, die nach einer ökonomischen Nutzungsdauer von 13 Jahren bereits vollständig abgeschrieben sind [348], [349]. Die Kosten für die Entnahme von 61 % des Anlagenbestands und die damit einhergehenden Sonderabschreibungen belaufen sich auf ~290 Mio. €. Durch den Verzicht auf die Entnahme der verbleibenden 39 % vermeidet das Szenario jedoch Sonderabschreibungen in Höhe von ~2,1 Mrd. €. Ab 2039 generieren die verbleibenden konventionellen Steamcracker durch die Kombination aus Biomasseverbrennung und CO₂-Abscheidung negative Emissionen. Aufgrund des hohen Emissionsdrucks und der vollständigen Verminderung der THG-Emissionen zwischen 2040 und 2041 wird der konventionelle im Vergleich zum elektrischen Steamcracker aus Sicht des TM-KN-SA Szenarios attraktiver. Das Szenario verschiebt einen Teil des zuvor in die elektrische Route investierten und noch nicht vollständig abgeschriebenen Bestands zurück zum konventionellen Steamcracker. Da das Optimierungssystem szenarienunabhängig auf jahresspezifische Simulationen beschränkt ist, fehlt ihm in 2035 der „Weitblick“, die prospektiven Entwicklungen in die Optimierungsentscheidung einzubeziehen. Etwa 18 % der in 2035 und anschließend in 2036 getätigten Investitionen können an dieser Stelle als „Fehlinvestition“ charakterisiert werden, wobei die Kostenverringerung zwischen 2035 und 2040 durch den Wechsel auf den elektrischen Steamcracker nicht berücksichtigt ist. Das TM-KN-SA Szenario korrigiert die „Fehlinvestition“, indem es vom Prinzip der natürlichen Reinvestition abweicht. Durch die ab 2045 rückläufige CO₂-Speicherkapazität muss die jahresspezifisch gespeicherte Menge an CO₂ in den Szenarien reduziert werden. Folglich verliert der konventionelle Steamcracker, welcher zum Zeitpunkt negative Emissionen durch die Kombination von Biomasseverbrennung und CO₂-Abscheidung bereitstellt, an Attraktivität. Demgemäß investiert das TM-KN-SA Szenario in 2049 erneut in den elektrischen Steamcracker. Das Optimierungssystem greift zum Zeitpunkt jedoch ausschließlich auf bereits vollständig abgeschriebene Anlagenbestände des konventionellen Steamcrackers zurück.

Die MTO-Route ist hingegen im gesamten Betrachtungszeitraum in beiden Szenarien aus Modellsicht unattraktiv. Zwar offeriert die Route Klimaneutralität, ist jedoch im Gegensatz zum konventionellen Steamcracker nicht im Stande, negative Emissionen zu generieren. Darüber hinaus verbraucht die MTO-Route unter Berücksichtigung der Vorprodukte (hpts. Methanol) in Summe mehr Energie als die alternativen Verfahrensrouten (vgl. Abschnitt 5.4.3). Im Modell müsste das Methanol zudem im industriellen Bilanzraum produziert werden. Für jede Tonne Ethylen werden im MTO-Verfahren etwa 4,7 tMethanol benötigt [245]. Allein die Verschiebung von etwa einem Prozent hin zur MTO-Route erhöht die inländische Methanolproduktion um etwa 26 % (2018) [149]. In der Realität könnte das Methanol auch aus dem Ausland importiert werden. Da das Vorprodukt „Methanol“ im Vergleich zum „Naphtha“ des Steamcrackers jedoch potenziell klimaneutral hergestellt werden kann, könnten sich die Ergebnisse verändern, insofern die

weitere Verwendung der aus dem Naphtha erzeugten Produkte berücksichtigt würde. Die stoffliche Nutzung und die weitere Produktverwendung verursacht bislang keine Emissionen im industriellen Bilanzraum.

Abbildung 7-21 visualisiert die Differenzkosten zwischen TM-KN und TM-KN-SA Szenario. Durch die höhere Flexibilität erreicht das TM-KN-SA im Vergleich zum TM-KN Szenario im Zeitraum niedrigere kumulierte Kosten in Höhe von 231 Mrd. €₂₀₁₈.

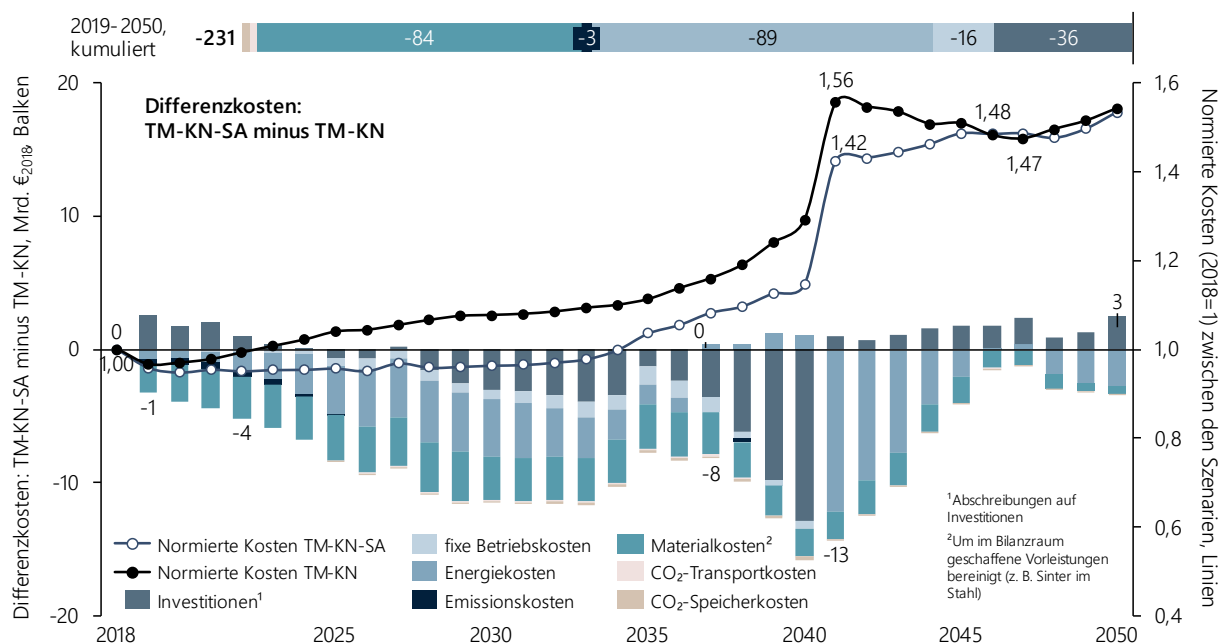


Abbildung 7-21: Differenzkosten nach Kostenanteilen je Jahr und kumuliert (2019 - 2050), TM-KN-SA minus TM-KN Szenario

Durch die Möglichkeit von der natürlichen Reinvestition abzuweichen, gewinnt das TM-KN-SA Szenario die Flexibilität, um die variablen Kostenanteile an die wechselnden Anforderungen anzupassen. Den Hauptanteil spart das Szenario demgemäß durch die Verringerung der Energie- und Materialkosten ggü. dem TM-KN Szenario ein. Trotz der deutlich höheren Investitionstätigkeit fallen die Abschreibungen im Betrachtungszeitraum im TM-KN-SA Szenario in Summe geringer aus als im TM-KN Szenario. Das Szenario schafft es folglich auch bei der Investitionstätigkeit, häufiger auf günstigere Alternativen zur richtigen Zeit zu setzen.

Durch das Abweichen vom Prinzip der natürlichen Reinvestition wählt das TM-KN-SA Szenario zu Beginn des Simulationszeitraums eine aus Kostensicht vorteilhafte Prozess- und Technologiezusammensetzung. So sind die Abschreibungen zwischen 2019 und 2025 zwar höher als im TM-KN Szenario, die sinkenden variablen Betriebskosten überkompensieren den Effekt jedoch. In den Folgejahren reduziert das Szenario die Investitionstätigkeit bzw. wählt Investitionen, die im Vergleich zum TM-KN Szenario geringere Abschreibungen verursachen. Infolgedessen übersteigen die Abschreibungen des TM-KN die des TM-KN-SA Szenarios in den Folgejahren (~2025 bis 2040).

Die hohe Differenz der Investitionen in 2040 ist auf den deutlich angestiegenen Einsatz der CO₂-Luftabscheidung und die natürliche Reinvestition der Stahlherstellung (2,3 Mt) im TM-KN Szenario zurückzuführen. Das TM-KN-SA Szenario setzt die CO₂-Luftabscheidung hingegen erst ab 2041 ein, um den Transformationssprung zwischen 2040 und 2041 zu bewältigen. Die CO₂-Luftabscheidung ist mit sehr hohen Investitionskosten verbunden. Aufgrund des in 2040 niedrigeren Kostenniveaus des TM-KN-SA Szenario steigt das Niveau im Vergleich zum TM-KN Szenario zwischen 2040 und 2041 stärker an, liegt

jedoch immer noch deutlich unter dem des TM-KN Szenarios. Infolge der hohen Abschreibungen auf die in 2041 getätigte CO₂-Luftabscheidung, Sonderabschreibungen auf bestehende, unvorteilhafte Anlagen, im Anschluss getätigte Neuinvestitionen und der weiter steigenden Energiekosten erhöht sich das Kostenniveau des TM-KN-SA Szenarios bis 2045. Wie die Analyse zu Abbildung 7-20 zeigt, tätigt das TM-KN-SA Szenario durch häufigere Wechsel und die begrenzte Sichtweite (jahresspezifische Simulation) auch Investitionen, die das Optimierungssystem in den weiteren Simulationsjahren mit hohen Sonderabschreibungen pönalisiert. So birgt die Möglichkeit von der natürlichen Reinvestition abzuweichen und sich der Flexibilität zur Kostensenkung zu bedienen in der langen Frist teilweise auch höhere Kosten. Ex-post sind die aufgrund des sich ändernden Rahmens getätigten Investitionen meist als „Fehlinvestition“ zu charakterisieren.

Das TM-KN Szenario hingegen federt den stark steigenden Emissionsdruck zwischen 2040 und 2041 bei zunächst unflexiblen Investitionen durch den Einsatz sehr teurer, synthetischer Brennstoffe ab. Aufgrund im Rahmen der natürlichen Reinvestition frei werdender Anlagenbestände sinken die Kosten des TM-KN Szenarios ggü. 2018 im Anschluss von einem sehr hohen (56 % Mehrkosten ggü. 2018) auf ein hohes Niveau in 2047 (47 %). Ohne einen sich verändernden Rahmen (z. B. CO₂-Verminderungsziel) nähern sich die jahresscharfen Kostenniveaus beider Szenarien an. In 2046 erreichen sie in etwa Parität. Ab 2048 wirkt sich die ab 2045 wieder sinkende und der CO₂-Abscheidung den Charakter einer Brückentechnologie verleihende, maximale CO₂-Speicherkapazität auf das Kostenniveau der beiden Szenarien aus. Wiederum schafft es das TM-KN-SA Szenario infolge der höheren Flexibilität, niedrigere Kosten bei veränderten Rahmenbedingungen zu erzielen.

Über den Betrachtungszeitraum gesehen erreicht das TM-KN-SA in Summe deutlich niedrigere Kosten als das TM-KN Szenario. Die Analyse zeigt, dass die niedrigeren Kosten vor allem auf die Möglichkeit zurückzuführen sind, deutlich seltener als das TM-KN Szenario auf sehr teure Optionen zur THG-Verminderung zurückgreifen zu müssen. Im Vergleich zum Szenario ohne verstärkten Klimaschutz (TM-KK) können die Differenzkosten der Transformation im TM-KN-SA Szenario um knapp 52 % reduziert werden.

7.4 Einordnung in die industrielle Szenarienlandschaft

Neben der Modellfunktionalität, der industriellen Transformationspfade und der Sensitivitätsanalyse ordnet der nachfolgende Abschnitt die Ergebnisse des TM-KN Szenarios in die bestehende industrielle Szenarienlandschaft ein. Der Vergleich beschränkt sich auf die in Abbildung 7-22 in den Überschriften hervorgehobenen Analyse Kriterien (Emissionen, Endenergieverbrauch, biogene und synthetische Brennstoffe, Bruttowertschöpfung, CO₂-Abscheidung Industrie).

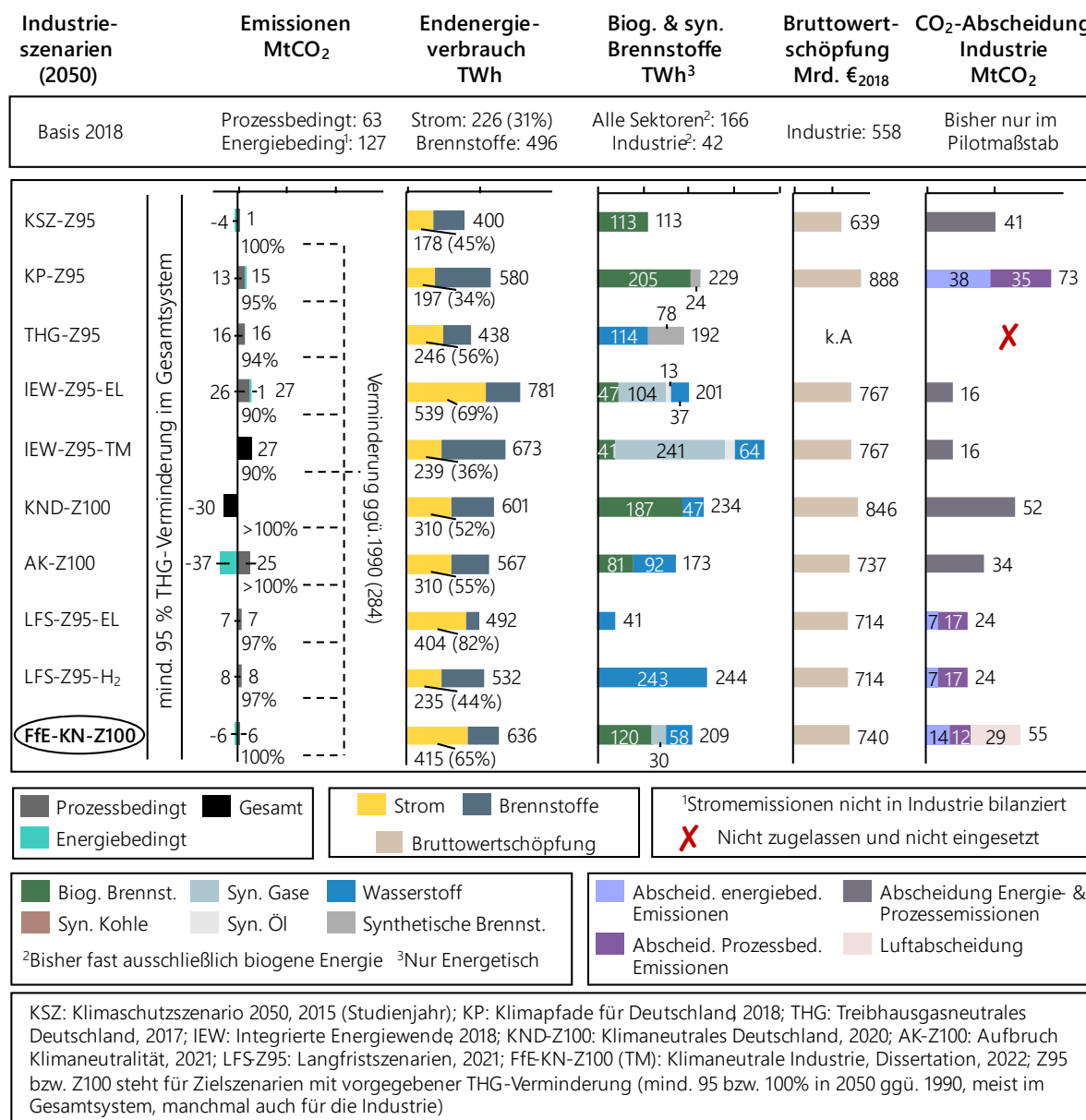


Abbildung 7-22: Einordnung des TM-KN (FfE-KN-Z100) Szenarios in die industrielle Szenarienlandschaft hinsichtlich fünf ausgewählter Kriterien

Die Szenarien der Vergleichsstudien streben wie das TM-KN Szenario ein sehr hohes industrielles Klimaschutzambitionsniveau in 2050 an [329], [12], [350], [42], [39], [64], [52]. Das Systemszenario der Studien erzielt stets eine CO₂-Verminderung von mindestens 95 % ggü. 1990. Die darin enthaltenen Industrieszenarien erreichen teils geringere, teils höhere CO₂-Zielvorgaben als das Gesamtsystem. Die von einzelnen Sektoren unterlaufene Gesamtzielvorgabe kompensieren andere Sektoren, die infolgedessen teils negative Emissionen generieren müssen. Die in Abbildung 7-22 zusammengestellten Kenngrößen beziehen

sich auf das Jahr 2050, obwohl die jüngeren Industrieszenarien die Zielvorgabe als Reaktion auf das novellierte Klimaschutzgesetz (2021) bereits in 2045 erreichen [324].

Neben dem TM-KN Szenario (FfE-KN-Z100) der Dissertation erzielen die meisten jüngeren Szenarien (AK-Z100, KND-Z100) sowie das KSZ-Z95 eine industrielle THG-Verminderung von mindestens 100 % ggü. 1990. Die THG-Verminderung der anderen industriellen Szenarien bewegt sich zwischen 90 % (IEW-Z95) und 97 % (LFS-Z95). Auffällig ist, dass in den meisten Szenarien oft nur schwer zu vermindern, prozessbedingte Emissionen in 2050 verbleiben. Wie das TM-KN Szenario kompensieren das AK-Z100 und das KSZ-Z95 die verbleibenden prozessbedingten durch negative energiebedingte Emissionen. Das KND-Z100 erreicht in Summe negative Emissionen in Höhe von 30 MtCO₂ in 2050. Mit Blick auf die nur schwer zu defossilisierende Industrie ist das Ergebnis durchaus kritisch zu hinterfragen.

Nach dem LFS-Z95-EL (82 %) und dem IEW-Z95-EL (69 %) erreicht das TM-KN Szenario den dritthöchsten Elektrifizierungsgrad (65 %) im Szenarienvergleich. Ob die Industrie tatsächlich mit einem Brennstoffanteil am Gesamtenergieverbrauch von nur 18 % (88 TWh) in 2050 auskommt, wie es LFS-Z95-EL berechnet, bleibt abzuwarten. Hinsichtlich der Effizienz findet sich das TM-KN im unteren Bereich wieder. Das KSZ-Z95, das THG-Z95 und das LFS-Z95-EL erreichen ihr hohes Klimaschutzambitionsniveau u. a. durch sehr hohe Effizienzgewinne. Aufgrund der gerade in den Grundprozessen stellenweise sehr hohen Energiekostenanteile [286], [262] könnte jedoch von geringeren Effizienzpotenzialen, der teils bereits in hohem Maße effizienten Industrie ausgegangen werden. Das IEW-Z95-EL ist hingegen das einzige Szenario, welches einen höheren industriellen Verbrauch in 2050 als in 2018 prognostiziert.

In den meisten ambitionierten Zielszenarien steigt der industrielle Biomasseverbrauch stark an. Den bereits hohen Biomasseverbrauch im TM-KN verdoppelt das KP-Z95 Szenario nahezu. Die Verschiebung der Biomasse von anderen Sektoren in die Industrie rückt das KP-Z95 Szenario als ein Kernziel in den Vordergrund, das zum Erreichen der Klimaschutzambitionen notwendig ist. Statt Biomasse einzusetzen, nutzen die Szenarien der dena-Leitstudie (IEW-Z95) und der Langfristszenarien (LFS-Z95) verstärkt synthetische Energieträger. Gerade die jüngeren Szenarien verwenden hauptsächlich Wasserstoff als klimaneutrale Alternative zum fossilen Pendant. Der pauschale Wasserstoffeinsatz ist wegen seiner grundlegend anderen Verbrennungseigenschaften durchaus kritisch zu sehen [159], [252], [251], [351], [352], [253], [194]. Synthetische Kohlenwasserstoffe bzw. Kohlen nutzen die Szenarien TM-KN, KP-Z95, IEW-Z95-EL, IEW-Z95-TM und THG-Z95.

Die Wirtschaftsleistung (Bruttowertschöpfung) in den meisten industriellen Szenarien nimmt Werte zwischen 700 und 800 Mrd. €₂₀₁₈ in 2050 an. Sie wächst damit ggü. 2018 um ~25 bzw. 43 % (Basis: 558 Mrd. €₂₀₁₈). Lediglich die Szenarien KSZ-Z95 (nach unten), KP-Z95 und KND-Z100 (beide nach oben) weichen davon ab. Gemeinsam mit dem Endenergieverbrauch kann die exogene Wirtschaftsleistung als Effizienzindikator (Strukturwandel vernachlässigt) für die Industrie in 2050 herangezogen werden. Nach dem Kriterium weist das IEW-Z95-EL Szenario die geringste Effizienz auf. Pro erwirtschaftetem Euro setzt es in etwa eine kWh ein. Die höchste Effizienz erreichen das KSZ-Z95, das KP-Z95 und das LFS-Z95-EL. Im Minimum verwendet das KSZ-Z95 lediglich etwa 0,6 kWh, um einen Euro an Wertschöpfung zu generieren.

Die Szenarien KP-Z95, TM-KN, KND-Z100, KSZ-Z95 und AK-Z100 setzen verstärkt auf die CO₂-Abscheidung. Mit 73 MtCO₂ vermindert das KP-Z95 die CO₂-Emissionen durch die CO₂-Abscheidung am stärksten. Von insgesamt zehn Szenarien kommt nur eines (THG-Z95) bei ambitioniertem Klimaschutz ohne CO₂-Abscheidung aus.

Basierend auf den ausgewählten Analyse Kriterien nimmt das TM-KN Szenario im Szenarienvergleich keine Extremwerte an (Energieverbrauch, Emissionen etc.). Die Analyse legt den Schluss nahe, dass es dementsprechend plausibel als „Technologiemixszenario“ charakterisiert werden kann.

8 Schlussbetrachtung

Die Schlussbetrachtung zieht zunächst ein Résumé zu den Forschungsfragen und arbeitet die Relevanz der Dissertation für die wissenschaftliche, politische und betriebliche Praxis heraus. Die verbleibenden Limitationen geben den Anstoß für weitere Forschungsarbeiten im Fachbereich. Die Zusammenfassung, das Fazit und ein kurzer Ausblick mit drängenden und aktuellen Herausforderungen in der industriellen Transformation beschließen die Dissertation.

8.1 Résumé zu den Forschungsfragen

Die erste Forschungsfrage beschäftigt sich mit der Problemstellung einer ausreichenden Datengrundlage und -verfügbarkeit, um die deutsche Industrie konsistent und kleinteilig modellieren zu können (z. B. Energieverbrauch, Emissionen, Kosten, Materialien). Sie verlangt nach Methoden, welche die Daten in geeigneter Form erheben und aufbereiten. Abschnitt 4.1 beschreibt aus der Literatur übernommene und eigens entwickelte Methoden, die im Stande sind, eine hinreichende Datengrundlage zu schaffen und diese gezielt aufzubereiten. Kapitel 5 legt den mittels der Methoden erarbeiteten Bilanzraum und die Datenbasis dar. Das Kapitel diskutiert Herausforderungen bei der Ableitung des industriellen Bilanzraums und beschäftigt sich ausführlich mit den in die Szenarien eingehenden Daten. Industrielle top-down Datensätze u. a. aus der Energiebilanz (AGEB), den nationalen Inventarberichten (NIR) und des statistischen Bundesamts (Destatis) spannen den industriellen Bilanzraum auf (Abschnitte 5.1 und 5.2). Bottom-up Daten u. a. von Prozessen, Technologien, Maßnahmen und Materialien detaillieren ihn (Abschnitt 5.3). Die in Abschnitt 5.3 herausgearbeiteten, allgemeinen Charakteristika der bottom-up modellierten Komponenten konkretisiert Abschnitt 5.4, indem er exogene und endogene Daten des letzten historischen Basisjahres (2018) offenlegt und diskutiert. Der Abschnitt dient gleichfalls der konkreten Beschreibung des industriellen Bilanzraums und der darin enthaltenen Komponenten. Abschnitt 5.5 verknüpft die Industrie mit dem Energiesystem, indem er Energieträgerkosten, energiebedingte Emissionsfaktoren und weitere Systemdaten ausweist. Plausible Modellannahmen ergänzen Leerstellen in den Datensätzen und Projektionen. Der Anhang (Kapitel 10) fasst die verwendete Datenbasis weitestgehend zusammen. Die theoretischen Vorüberlegungen, welche in die Datenerhebung einfließen, liefern die Abschnitte 3.2, 3.3 und 3.4. Auf der breiten Datenbasis können Interessensgruppen aufsetzen und weitere Forschungsarbeiten im Fachbereich realisieren.

Aufbauend auf der ersten formuliert die zweite Forschungsfrage die Herausforderung, wie die Industrie in einer Modellierungsumgebung abgebildet und konsistente Transformationspfade mit hohem Detailgrad abgeleitet werden können. Abschnitt 4.2 belegt und beschreibt, dass und wie eine kleinteilige Modellierung des industriellen Status Quo basierend auf individuellen Prozessen, Technologien, und Materialien möglich ist. Die Methoden bilden einerseits eine modellendogene Industriestruktur aus, andererseits bereiten sie die Datenbasis der Industrie (2015 - 2018) weiter auf. Die modellendogene Datenstruktur und -aufbereitung beruht im Wesentlichen auf den im Rahmen der Dissertation geleisteten Vorarbeiten [5], [18], [89] und baut zusätzlich auf bestehende Literatur im Fachbereich auf [22], [23], [90], [83]. Abschnitt 4.3 beschreibt ausführlich Methoden, welche es ermöglichen, kostenoptimierte, industrielle Transformationspfade basierend auf individuellen Komponenten abzuleiten. Abschnitt 4.3 arbeitet gemeinsam mit den theoretischen Vorüberlegungen in 3.5, 3.6 und 3.7 heraus, wie industrielle Szenarien in einer Modellierungsumgebung konstruiert werden können. Darüber hinaus führen die Abschnitte aus, warum es im energiewirtschaftlichen Kontext geeigneter ist, ein iterativ verknüpftes Optimierungssystem zu entwerfen, statt eine nichtlineare Optimierung auszuarbeiten oder eine große Anzahl an diskreten Optionen

zu modellieren. Das Optimierungssystem verknüpft fünf linear optimierte Module iterativ. Die Module bauen auf den jeweiligen globalen Optima der Vorgängermodule auf und versuchen die Gesamtlösung zu verbessern. Die Analyse zeigt, dass im Rahmen der zweiten Forschungsfrage Lösungen entwickelt wurden, mit denen die Industrie einerseits modelliert, andererseits detaillierte, kostenoptimierte Transformationspfade abgeleitet werden können.

Die dritte Forschungsfrage beschäftigt sich mit der Analyse und Auswertung der szenarienbasierten Modellergebnisse. Sie zielt darauf ab, die Entwicklung technoökonomischer Kennwerte der deutschen Industrie und dafür maßgebende Einflussgrößen darzulegen. Gleichzeitig validieren und plausibilisieren die Ergebnisse die Funktionalität des industriellen Sektormodells. Nennenswerte Auswertungsmethoden fasst Abschnitt 4.4 zusammen. Die Szenarien und die dahinterstehenden Narrative beschreibt Kapitel 6. Die Modellergebnisse zur industriellen Transformation gibt Kapitel 7 wieder. Abschnitt 7.1 zeigt zunächst die Funktionalität des Optimierungssystems. Abschnitt 7.2 beschäftigt sich anschließend mit den konkreten technoökonomischen Kennwerten, welche das Modell in der industriellen Transformation berechnet. Die Szenarien beschreiben die Industrieentwicklung und das Modellverhalten ohne und mit verstärkter Klimaschutzambition. Unter anderem weist der Abschnitt die szenarienabhängige Entwicklung des energetischen und stofflichen Verbrauchs, der energie- und prozessbedingten Emissionen und der Kosten von Deutschlands Industrie zwischen 2019 und 2050 aus. Ebenfalls beschreibt der Abschnitt den Beitrag und die Entwicklung individueller und kleinteiliger Komponenten in der Transformation. Darunter sind Verfahrensrouten, Technologien und Maßnahmen zu verstehen. Maßgebende Einflussgrößen bilden u. a. das Klimaschutzambitionsniveau, der energiesystemische Rahmen (z. B. Energieträgerkosten), die exogene Wirtschaftsleistung, technoökonomische Charakteristika individueller Modellkomponenten, modellseitige und komponentenspezifische Wechselwirkungen sowie Abhängigkeiten in Wertschöpfungsketten. Abschnitt 7.3 stellt zwei Szenarien in einer Sensitivitätsanalyse gegenüber. Die beiden in der Sensitivität analysierten Szenarien spannen einen Lösungsraum auf, der in beiden Fällen industrielle Klimaneutralität erreicht. Die Klimaneutralitätsszenarien unterscheiden sich ausschließlich in der Vorgabe bzw. dem Abweichen von natürlichen Reinvestitionszyklen. Die Sensitivitätsanalyse ermöglicht es, das typische und ein verändertes Investitionsverhalten in der Industrie zu vergleichen. Sonderabschreibungen vermeiden Lock-Ins und Langzeiteffekte von aus ex-post Sicht getätigten Fehlinvestitionen. Die Pfadabhängigkeiten können bei der natürlichen Reinvestition in Phasen entstehen, die im Vergleich zur Zukunft durch abweichende Rahmenbedingungen (z. B. niedrigerer CO₂-Preis) geprägt sind. Die Sensitivität analysiert u. a. Einflussgrößen wie den nach Alter segmentierten Anlagenbestand, die technische Nutzungsdauer und das Modellverhalten beim Abweichen von natürlichen Reinvestitionszyklen. Der Szenarienvergleich bestätigt, dass die Charakteristika individueller Modellkomponenten und die Vorgabe natürlicher Reinvestitionszyklen einen wesentlichen Einfluss auf die Transformationskosten ausüben. Mit der Einordnung in die industrielle Szenarienlandschaft des Klimaneutralitätsszenarios erfüllt Abschnitt 7.4 eine weitere Forderung der dritten Forschungsfrage. Der Abschnitt gibt einen Überblick zu möglichen Lösungsräumen in der industriellen Transformation aus den Blickwinkeln verschiedener Szenarienstudien.

8.2 Relevanz in der wissenschaftlichen, politischen und betrieblichen Praxis

Möglichkeiten, die Methoden und Ergebnisse der Dissertation in die wissenschaftliche, politische und betriebliche Praxis zu transferieren, beschreibt der nachfolgende Abschnitt. Er zeigt den verschiedenen Interessensgruppen Optionen auf, die Dissertationsergebnisse in ihre Arbeiten einfließen zu lassen.

Im wissenschaftlichen Kontext eröffnet die erhobene und aufbereitete Datenbasis Möglichkeiten, bestehende Industriemodelle um zusätzliche klimaschutzrelevante Dimensionen wie z. B. den Materialeinsatz zu erweitern. Auf dem Datenbestand aufbauend erlauben es die Ergebnisse, neben

dynamischen, auch statische Analysen z. B. zum Status Quo und kurzfristigen Entwicklungen der deutschen Industrie anzugehen. Der konstruierte Bilanzraum grenzt die Industrie anhand des mehrere technoökonomische Dimensionen umfassenden Rahmens (z. B. Energieverbrauch, Emissionen, Kosten, Materialien) von anderen Sektoren ab. Dessen abermalige Verwendung in der weiteren Forschungsarbeit wäre wünschenswert. Die entwickelten und ausführlich beschriebenen Methoden dienen überdies in der Forschung als Basis, weitergehende Industriemodelle anhand der erlangten Erkenntnisse aufzusetzen. Die Analysen der Dissertation schärfen zudem das Verständnis der industriellen Transformation auf wissenschaftlicher Ebene.

Der Politik können die Ergebnisse dienen, indem die gewonnenen Erkenntnisse bei der wissenschaftsbasierten Entscheidungsfindung in einer wegweisenden und klimarelevanten Investitionsphase genutzt werden. Die wissenschaftlichen Ergebnisse und Erkenntnisse im Kontext der industriellen Transformation reduzieren Unsicherheiten bei der Ausgestaltung des prospektiven Rahmens (z. B. Steuern und Umlagen). So implizieren bspw. die Erkenntnisse bei der Gegenüberstellung von natürlichen Reinvestitionszyklen und Sonderabschreibungen politische Maßnahmen, die im Sinne des Klimaschutzes ein geeignetes Investitionsverhalten der Akteure anreizen. Sonderabschreibungen können ein politisches Instrument sein, um die Kosten von Transformationssprüngen abzufedern. Zwar validiert das Modell selbst keine politischen Maßnahmen, die Modellierungsmethode ermöglicht es jedoch, deren Auswirkungen z. B. in weiteren Forschungsaufträgen zu untersuchen. Konkrete Handlungsempfehlungen liefert die Dissertation zwar ebenfalls nicht, sie können jedoch von Experten basierend auf den Simulationsergebnissen abgeleitet und den politischen Entscheidungsträgern zur Verfügung gestellt werden.

Unternehmen können die Ergebnisse in ihre betriebliche Praxis einbringen, indem sie z. B. die eigens abgeleiteten Projektionen der Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren für ihre interne Planung nutzen. Die Ergebnisse zeigen zudem einen starken Trend hin zur Elektrifizierung und zum Biomasseeinsatz in der Industrie. Der Einsatz synthetischer Brennstoffe ist aus ökonomischer Perspektive hingegen nur in speziellen Produktionsanlagen, jedoch nicht allgemein im Wärmemarkt zu empfehlen. Die Erkenntnisse könnten Industrieunternehmen bereits jetzt in ihre Transformationsplanung einbeziehen und frühzeitig auf elektrifizierte und biomassebasierte Wärmeerzeuger umrüsten. Das beschriebene Verhalten offeriert den Unternehmen die Perspektive, ihre Transformationskosten gering zu halten und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Damit geht die anhand der Ergebnisse abgeleitete Implikation einher, dass Industrieunternehmen ihre Transformationskosten teilweise senken können, wenn sie von der üblichen natürlichen Reinvestition abweichen, um mittels Sonderabschreibungen Flexibilität zu gewinnen.

8.3 Limitationen und weiterer Forschungsbedarf

Die Dissertation erfüllt den im Untersuchungsgegenstand (Kapitel 2) identifizierten, eingegrenzten und in den Forschungsfragen mündenden Forschungsbedarf. Dennoch bestehen weiterhin Limitationen, die darüberhinausgehende Optionen zur Forschung im Fachbereich eröffnen.

Die erhobenen und aufbereiteten Daten sind mit Unsicherheiten behaftet. Die aufwändige Datenaufbereitung kompensiert zwar teilweise die oft unzureichende Datenqualität, kann sie jedoch nicht vollständig ausgleichen. Gerade die Prozess- und Technologiekosten kennzeichnen sich durch hohe Unsicherheiten. Die Heterogenität der Industrie verlangt individuelle, teils standortspezielle und sonderangefertigte Anlagen, deren Kosten kaum repräsentativ und nur eingeschränkt auf abweichende Produktionsstätten übertragbar sind. Die Bandbreite an und die Verfügbarkeit von Prozess- und Technologiekosten ist zudem stark limitiert. Aufgrund der begrenzten Datenverfügbarkeit in der Literatur müssen Leerstellen der Eingangsdaten durch valide und plausible Annahmen ergänzt werden. Bisher liegen

beispielsweise kaum Informationen zur Schlüsselung des anwendungsscharfen Energieverbrauchs auf Prozessebene vor. Andere Daten, wie die temperaturverteilte Prozesswärme, sind hingegen stark veraltet. Wissenschaft und Unternehmen sind in ihrer weiteren Forschungsarbeit dazu aufgerufen, veraltete Ansätze und Daten zu erneuern, die Datenqualität zu erhöhen und den industriellen Datenbestand zu erweitern. Zukünftige Arbeiten sollten ihren Fokus deshalb weniger auf Sekundärdaten und mehr auf die Erhebung von Primärdaten z. B. mittels Experteninterviews richten. Neben der Datenerhebung bietet der Austausch mit industriellen Experten außerdem die Möglichkeit, die Bestandsdaten zu validieren, theoretische Konstrukte zur Ergänzung von Leerstellen auf ihre Praxistauglichkeit zu prüfen und die Akteursperspektive bei der Ableitung industrieller Transformationspfade einzubeziehen.

Die ausgewiesene Transformation des Industriesektors beschränkt sich auf die aus heutiger Sicht bekannten und dem Modell zur Verfügung gestellten Prozesse, Technologien und Maßnahmen. Der Umfang ist im wissenschaftlichen Vergleich zwar hoch, kann aber bei weitem nicht die reale industrielle Heterogenität abbilden. Werden dem Modell weitere Optionen zur CO₂-Verminderung angeboten, ändern sich auch die industriellen Transformationspfade. Zwar berücksichtigt das Modell aus heutiger Sicht bekannte, innovative Prozesse und Technologien weitestgehend, disruptive, ex-ante unbekannte Komponenten und Einflüsse gehen jedoch nicht in die industriellen Transformationspfade ein. Die Szenarien spiegeln folglich die Technologien, Einflüsse und Annahmen der Zeit wider. Die aus anderen Modellen und Szenarien entnommene und exogen vorgegebene Wirtschaftsleistung (Bruttowertschöpfung, Produktionsmengen) kann einen erheblichen Einfluss auf die industrielle Transformation ausüben. Um den Einfluss der Wirtschaftsleistung zu reduzieren, wird bei der Datenerhebung darauf geachtet, Extrema in den Projektionen zu vermeiden. Effekte wie Carbon und Green Leakage klammern die Projektionen zur Wirtschaftsleistung deshalb weitestgehend aus, obwohl sie prospektiv durchaus relevant werden könnten. Wirtschaftszweige, die ggf. zukünftig in Deutschland entstehen, bisher aber noch Teil der Industrie sind, vernachlässigen die industriellen Transformationspfade bislang. Darunter fallen beispielsweise energieintensive Batteriefabriken. Aktuelle Ereignisse fließen zudem erst in die industrielle Transformation ein, sobald sie die öffentlichen Datensätze erfassen. Die Veröffentlichung erfolgt teils mit erheblichen Verzögerungen. Das Modell muss deshalb davon ausgehen, dass aktuelle Ereignisse keinen wesentlichen Einfluss auf die prospektive Entwicklung ausüben. Zwar entfalten exogene Schocks in der Realität tatsächlich oft nur eine begrenzte zeitliche Wirkung. Gerade mit Blick auf den Russland-Ukraine Konflikt und die bereits angestoßenen Veränderungen ist jedoch von langfristigen Einflüssen auszugehen. Der Klimaschutz mildert den Effekt ab, da er aus heutiger Sicht mit einem höheren Autarkiegrad basierend auf lokaler erneuerbarer Energieerzeugung verbunden ist. In der Dissertation angestellte, kurze Ad-hoc Analysen schildern zudem einzelne Effekte der aktuellen Geschehnisse. Der Absatz legt zwei Erkenntnisse offen: zum einen sind die konstruierten Transformationspfade vom zur Verfügung gestellten Technologiebestand und den Ergebnissen anderer Forschungsarbeiten abhängig. Zum anderen existieren Technologien, Perspektiven und aktuelle Ereignisse, die bislang nur begrenzt Berücksichtigung finden und in weiteren Forschungsarbeiten detaillierter analysiert werden sollten.

Die industriellen Transformationspfade entspringen dem entwickelten Optimierungssystem. Das Optimierungssystem verbessert die Gesamtlösung durch die iterative Verknüpfung globaler Optima von fünf linear optimierten Einzelmodulen, berechnet selbst aber kein Optimum. Das Optimierungssystem beschränkt sich folglich auf die Kombination mehrerer kostenoptimaler Teilsystemlösungen, berechnet jedoch keine kostenoptimale industrielle Transformation. Die nichtlineare Verknüpfung hingegen offeriert zwar theoretisch ein globales Optimum, erreicht es bei umfangreichen Problemstellungen aufgrund der fehlenden effizienten Lösungsalgorithmen in der Regel jedoch nicht. Die erforderliche Rechenleistung und Zeitdauer stehen in keinem Verhältnis zur Unsicherheit energiewirtschaftlicher Entwicklungen.

Forschungsarbeiten in der Mathematik sind deshalb dazu aufgerufen, effiziente Lösungsalgorithmen zu entwickeln, die eine nichtlineare Optimierung umfassender Problemstellungen in der Energiewirtschaft erlauben. Da die iterative Verknüpfung der linear optimalen Module kein globales Optimum erreicht, ist das Ergebnis in gewissem Maße von der Modulabfolge abhängig. Zwar bauen die Module auf die globalen Optima der anderen Module auf, verbessern ihre Lösung jedoch nur in die Richtung, welche die vorherigen Module vorgeben. Die Dissertation nutzt deshalb eine entwickelte Modulumsetzungsstrategie, welche der praxisnahen Bedeutung der in den Modulen eingesetzten Technologien und Maßnahmen entspricht. Weitergehende Modulumsetzungsstrategien könnten die Kosten der simulierten industriellen Transformation jedoch zusätzlich senken. Bisher rechnet das Optimierungssystem auf Jahresbasis. Um gesamtoptimierte Transformationspfade zu generieren, ist es denkbar, den kompletten Simulationszeitraum zu betrachten. Aus der ex-post Perspektive getätigte Fehlinvestitionen in Phasen mit noch niedrigem Klimaschutz könnte das Modell so vermeiden. Jedoch würde auch ein Teil des typischen Verhaltens von Akteuren verloren gehen, die in der Realität Entscheidungen unter Unsicherheit treffen.

Das Modell greift über den gesamten Simulationszeitraum auf exogen vorgegebene Energiesystemdaten (u. a. Energieträgerkosten, Emissionsfaktoren, CO₂-Preise) zurück. Zwar beziehen die exogenen Daten die industrielle Transformation in gewissem Maße ein, darüberhinausgehende Veränderungen wirken jedoch nicht erneut auf die exogenen Energiesystemdaten. Es ist in der Realität jedoch davon auszugehen, dass die im Bereitstellungssektor originär berücksichtigte und jetzt davon abweichende Transformation der Industrie z. B. auf die Energieträgerkosten rückwirkt. Marktwirtschaftliche Mechanismen anwendend, würde der Strompreis z. B. bei übermäßiger Stromnachfrage ceteris paribus steigen. Der höhere Strompreis wiederum könnte Opportunitäten bevorzugen, die das Industriemodell bislang nicht einsetzt. Um eine nichtlineare Verknüpfung mit dem Bereitstellungssektor zu vermeiden, wird weiteren Forschungsarbeiten empfohlen, wie im entwickelten Optimierungssystem, eine iterative Verknüpfung der Sektormodelle zu prüfen. Ein zunehmend intensiveres Wechselspiel zwischen Verbrauchs- und Bereitstellungsmodellen, könnte die Integration gegenseitiger Abhängigkeiten in der Transformation verbessern.

Im Rahmen der Dissertation nimmt Smlnd eine makroökonomische Perspektive ein. Um auch mikroökonomische Aspekte simulieren und damit verstärkt die Akteursperspektive analysieren zu können, ist das Modell künftig um Steuern und Umlagen zu erweitern. Die hauptsächlich auf technoökonomische Aspekte fokussierten Transformationspfade reflektieren politische, gesellschaftliche und regulatorische Perspektiven bislang nur eingeschränkt. Beispielsweise setzt das Modell den Transformationswillen der Akteure vielfach voraus, ohne die tatsächliche Sachlage genauer zu beleuchten. Sozialwissenschaftler sind deshalb aufgefordert, die Ergebnisse der Dissertation kritisch zu bewerten und sie einer sozialwissenschaftlichen Analyse zu unterziehen. Eine hohe Interdisziplinarität bei der Ergebnisbewertung ist gewünscht, um zukünftig weitere Perspektiven in der Modellierung zu berücksichtigen.

Abschließend sind junge Forschende dazu aufgerufen, sich stärker mit der Industrie auseinanderzusetzen. [353] und [17] bestätigen, dass anderen Sektoren wie der Bereitstellung, dem Verkehr und privaten Haushalten teils deutlich mehr Aufmerksamkeit gewidmet wird als der Defossilisierung der heterogenen Industrie.

8.4 Schluss mit Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Die Dissertation entwickelt ein Sektormodell (Smlnd) zur Ableitung kostenoptimierter Transformationspfade der deutschen Industrie. Smlnd erlaubt eine detaillierte Abbildung und Analyse bestehender und prospektiver technoökonomischer Dimensionen des Industriesektors (z. B. Energieverbrauch, Emissionen, Kosten, Materialien). Im Vergleich zu bestehenden Modellen ist es deutlich weniger stark exogen determiniert und leitet kostenoptimierte Transformationspfade mit hohen Freiheitsgraden ab.

Die Datengrundlage basiert auf bestehenden literarischen Sekundär- und mittels Experteninterviews erhobenen Primärdaten. Interne und externe Experten validieren die primären und sekundären Daten. Die Dissertation schafft eine breite Datenbasis, die einen konsistenten industriellen Bilanzraum aufspannt. Top-down Daten setzen die Grenzen des industriellen Bilanzraums, bottom-up Daten detaillieren ihn. Die typischerweise auf Energien, Emissionen und Kosten beschränkten Transformationspfade erweitert die Dissertation um Materialien, indem vollständige Massenbilanzen für 45 individuelle Produktionsprozesse erhoben werden. Um die Materialien kostenoptimal kombinieren zu können, werden sie zudem mit Großhandelspreisen versehen. Die erhobene und aufbereitete Datenbasis bildet die Grundlage zur Abbildung des Status Quo der deutschen Industrie in der Modellumgebung. Dafür konstruiert Smlnd zunächst eine modellendogene Industriestruktur und nutzt das Datenmodell. Das Datenmodell berechnet aus der Kombination der Eingangsdaten weitere Charakteristika von Prozessen, Technologien und Maßnahmen in den historischen Basisjahren (2015 - 2018). Das entwickelte Optimierungssystem ermöglicht es, kostenoptimierte Transformationspfade der deutschen Industrie abzuleiten. Es besteht aus fünf linearen, kostenoptimalen Modulen, welche das Optimierungssystem iterativ verknüpft. Das Optimierungssystem durchläuft die Module in einer vorgegebenen Reihenfolge je Jahr mehrmals und verbessert die Gesamtlösung anhand der gemeinsamen Zielsetzung (z. B. CO₂-Verminderung) unter Einhaltung der Nebenbedingungen. Das System optimiert die linearen Module in jedem Durchlauf separat und übernimmt die optimierten Parameter für die jeweils anderen Module.

Anhand des Optimierungssystems werden im Rahmen der Dissertation drei industrielle Technologiemijszenarien konstruiert, in denen industrielle Prozesse, Technologien und Maßnahmen auf Kostenbasis im Wettbewerb stehen. Alle Szenarien erfüllen das bereits feststehende Sektorziel der Industrie in 2030 (58 % THG-Verminderung ggü. 1990) [13], [14]. Das erste Szenario strebt im Anschluss keinen verstärkten Klimaschutz an (TM-KK) und optimiert sich anhand wirtschaftlicher Kriterien. Die beiden Klimaneutralitätsszenarien (TM-KN, TM-KN-SA) unterliegen hingegen dem gesamtsystemischen CO₂-Verminderungsziel in Höhe von 88 % in 2040 und 100 % in 2045 und 2050 ggü. 1990. Im Gegensatz zum TM-KN Szenario, das natürlicher Reinvestition unterworfen ist, ermöglicht das TM-KN-SA Szenario vorgezogene Reinvestitionen (Sonderabschreibungen).

Das Szenario ohne verstärkten Klimaschutz (TM-KK) erreicht allein basierend auf den wirtschaftlichen Einflussfaktoren mit einem hohen CO₂-Preis von 185 bzw. 216 €₂₀₁₈/tCO₂ (2045 bzw. 2050) eine CO₂-Verminderung von 72 % in 2045 und 73 % in 2050 ggü. 1990. Der Energiemix ändert sich jedoch kaum. Lediglich die emissionsintensive Kohle substituiert das Szenario durch emissionsärmeres Erdgas. Zudem steigt der Stromverbrauch an. Das TM-KN Szenario hingegen erreicht die vorgegebenen CO₂-Verminderungsziele. Es stößt kumuliert zwischen 2019 und 2050 etwa 31 % weniger direkte Emissionen als das TM-KK Szenario aus. Es ist geprägt durch eine Verdopplung des Stromverbrauchs, eine Verdreifachung der Biomassenutzung, dem zusätzlichen Einsatz synthetischer Energieträger (89 TWh, energetisch) und einer ausgeprägten CO₂-Speicherung (50 MtCO₂) in 2050 ggü. 2018. In 2050 sind Thermoprozessanlagen im TM-KN Szenario überwiegend elektrifiziert, setzen Biomasse ein oder nutzen

synthetische Brennstoffe. Fossiler Brennstoffe bedient sich das TM-KN Szenario hingegen kaum noch (< 2 %). Energetisch und stofflich nutzt die Industrie (inkl. Raffinerien) 93 TWh Wasserstoff in 2050. Ein Großteil davon ist auf die Ammoniak- und Methanolproduktion sowie spezielle Prozessanlagen in der Stahlindustrie zurückzuführen. Das TM-KN Szenario senkt den Endenergieverbrauch trotz Wirtschaftswachstum im Simulationszeitraum um 12 % in 2050 ggü. 2018. Effizienzgewinne sind vor allem auf Effizienzmaßnahmen, die Nutzung verbleibender Abwärmepotenziale und die effiziente Niedertemperaturelektrifizierung zurückzuführen.

Das TM-KK und TM-KN Szenario gehen prospektiv von einer ausgeprägten Kreislaufwirtschaft in der Metallurgie aus. So steigen die Anteile von Sekundärstahl bzw. Sekundäraluminium am homogenen Produkt im TM-KN Szenario um 26 bzw. 23 Prozentpunkte in 2050 ggü. 2015. Auch innovative Verfahrensrouten wie die elektrische Klinker-, Elektrogas- und H₂-Stahlherstellung erreichen nennenswerte Anteile am Produktionsvolumen. Die fehlende Hüttensandverfügbarkeit führt zwischen 2045 und 2050 zu einer Steigerung des Klinker-Zementfaktors. Durch einen höheren Nutzungsgrad der verfügbaren Hüttensandmenge verringert sich der Faktor im Betrachtungszeitraum jedoch in Summe trotzdem um 8 Prozentpunkte.

Durch den erhöhten Klimaschutz können im Vergleich zum konstanten Verbrauch von 2022 im Zeitraum zwischen 2023 und 2050 im TM-KN Szenario kumuliert etwa 3 850 TWh an Erdgas eingespart werden. Infolgedessen verringert sich der monetäre Transfer nach Russland allein durch die industrielle Transformation in Abhängigkeit des Grenzübergangspreises um 37 bis zu 97 Mrd. €₂₀₁₈. Die industrielle Produktion ist in 2045 (bzw. 2050) pro Jahr im TM-KK Szenario rund 15 % (17 %), im TM-KN Szenario etwa 51 % (54 %) teurer als noch in 2018. Angesichts des höheren Klimaschutzes im TM-KN ggü. dem TM-KK Szenario fallen im Zeitraum zwischen 2019 und 2050 kumuliert rund 447 Mrd. €₂₀₁₈ an Mehrkosten an. Die Differenzkosten liegen etwa in Bereichen, die auch [5] und [39] berechnen. Aufgrund der aus heutiger Sicht begrenzten und sehr teuren Optionen zur Senkung der letzten Prozentpunkte ist die CO₂-Verminderung gegen Ende deutlich teurer als noch zu Beginn. So kostet die zweite Hälfte der CO₂-Verminderung zwischen 2018 und 2045 um etwa das Fünffache mehr als die erste Hälfte. Die letzten 5 % der CO₂-Verminderung machen mehr als 11 Prozentpunkte (~20 %) des im TM-KN Szenario enthaltenen Kostenanstiegs um bis zu 56 Prozentpunkte ggü. 2018 aus. Sehr teure Optionen wie der Einsatz innovativer Prozessrouten und synthetischer Brennstoffe erhöhen die Produktionskosten. Die CO₂-Prozessabscheidung ist meist deutlich günstiger als der Einsatz synthetischer Brennstoffe. Transformationssprünge können bei natürlicher Reinvestition zu hohen Sprungkosten führen, die ebenfalls auf den kurzfristigen Einsatz sehr teurer, aber kurzfristig verfügbarer CO₂-Verminderungsoptionen zurückzuführen sind. Transformationssprünge, die z. B. durch die kurzfristige politische Änderung der Rahmenbedingungen entstehen, sind aus Kostensicht deshalb zu vermeiden.

Im Klimaneutralitätsszenario TM-KN-SA sind im Gegensatz zum TM-KN keine natürlichen Reinvestitionszyklen vorgeschrieben, sondern Sonderabschreibungen erlaubt. Das TM-KN-SA Szenario ist folglich in der Lage, Lock-In Effekte in der industriellen Investitionstätigkeit zu vermeiden. Eine Sensitivitätsanalyse stellt das TM-KN-SA dem TM-KN Szenario gegenüber. Durch die höhere Flexibilität erreicht das TM-KN-SA im Vergleich zum TM-KN Szenario zwischen 2019 und 2050 niedrigere kumulierte Kosten von 231 Mrd. €₂₀₁₈. Den Hauptanteil spart das Szenario durch die Verringerung der variablen Kostenanteile ein. Im Vergleich zur Differenz zwischen TM-KK und TM-KN kann das TM-KN-SA Szenario die Kosten folglich um etwa 52 % reduzieren. Das TM-KN Szenario wird abschließend in die bestehende Szenarienlandschaft eingeordnet. Im auf 2050 bezogenen Vergleich mit anderen Industrieszenarien nimmt das TM-KN Szenario, basierend auf den fünf ausgewählten Kriterien (z. B. Strom- und Brennstoffverbrauch), keine Extrema an. Es kann dementsprechend plausibel als „Technologiemixszenario“ charakterisiert werden.

Die Ausarbeitung der Dissertation erreicht das zu Beginn formulierte Ziel, ein Industriemodell zu konstruieren, welches konsistente Transformationspfade der Industrie ableitet und die Entwicklung technoökonomischer Charakteristika des deutschen Industriesektors in Szenarien ausweist. Im Gegensatz zu den meisten anderen Modellen generiert das Optimierungssystem industrielle Transformationspfade mit hohem Freiheitsgrad. Es schafft damit eine wissensbasierte, wertfreie und unvoreingenommene Grundlage, um Entscheidungen im industriellen Kontext zu treffen.

Die Transformationspfade und Analysen adressieren drängende Probleme, welche die Politik und Industrie möglichst zeitnah lösen müssen. Selbst bei sehr ambitioniertem Klimaschutz verbraucht allein die Industrie die zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C verbleibenden CO₂-Kontingente Deutschlands bis 2045 [7], [6], [8], [2]. Die Industrie verantwortet jedoch nur etwa 37 % (Direkt und Strom) der Gesamtemissionen Deutschlands (2018) [11]. Realistisch ist das berechnete deutsche Kontingent deshalb kaum zu halten. Um die potenziell drastischen Folgen der Klimaerwärmung zu begrenzen [2], zählt deshalb jeder Beitrag. Fest eingeplante Optionen zur mittelfristigen CO₂-Verminderung sind mit dem Verlust Russlands als politisch zuverlässigen Erdgaslieferanten bereits gefährdet. Für eine hundertprozentige CO₂-Verminderung muss die Industrie jedoch fast alle ihr gebotenen Möglichkeiten wahrnehmen. Um die kumulierten Emissionen möglichst gering zu halten, müssen die Optionen außerdem möglichst schnell hochlaufen. Die Dissertation hat gezeigt, dass es möglich ist, die industriellen und weitergehende Klimaschutzziele zu erreichen. Die Ziele in der Praxis umzusetzen und damit die Lebensgrundlage zukünftiger Generationen zu sichern, obliegt nun der Politik, Industrie und Gesellschaft Deutschlands. Ob die Zielsetzungen ausreichen, um die Klimaerwärmung zu begrenzen, bleibt abzuwarten.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Paris Agreement. Paris: United Nations, 2015
- [2] Masson-Delmotte, Valérie et al.: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger - Ein IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut. Genf: IPCC, 2018.
- [3] IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung - Ein IPCC-Sonderbericht über die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade im Zusammenhang mit einer Stärkung der weltweiten Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel, nachhaltiger Entwicklung und Anstrengungen zur Beseitigung von Armut. Bonn: Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, 2019.
- [4] Masson-Delmotte, Valérie et al.: Global warming of 1.5°C - An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Genf: IPCC, 2018.
- [5] Hübner, Tobias; Serafin von Roon: Modellierung kosteneffizienter Transformationspfade der deutschen Industrie. In: Energieinnovation 2020 - 16. Symposium Energieinnovation 16(20). München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2020.
- [6] EDGAR - Emissions Database for Global Atmospheric Research. Brüssel: European Commission, 2022.
- [7] Stefan, Rahmstorf: Wie viel CO₂ kann Deutschland noch ausstoßen?. In: <https://scilogs.spektrum.de/klimalounge/wie-viel-co2-kann-deutschland-noch-ausstossen/>. (Abruf am 2020-03-13); Heidelberg: SciLogs, 2019.
- [8] World Development Indicators - Population. In: <https://databank.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL/1ff4a498/Popular-Indicators#>. (Abruf am 2022-04-13); Washington, D.C.: The World Bank Group, 2022.
- [9] Generationenvertrag für das Klima. In: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>. (Abruf am 2022-02-21); Berlin: Bundesregierung, 2021.
- [10] Novelle des Klimaschutzgesetzes beschreibt verbindlichen Pfad zur Klimaneutralität 2045. In: <https://www.bmu.de/PM9586>. (Abruf am 2022-02-21); Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), 2021.
- [11] Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020; Dessau: Umweltbundesamt (UBA), 2021.
- [12] Gierink, Max et al.: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2021.

- [13] Klimaschutzgesetz: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder für 2020 und 2030: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tab-emissionsentwicklung-sektorziele-fuer-2020-2030>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022 (überarbeitet: 2022).
- [14] Entwicklung und Zielerreichung der Treibhausgas-Emissionen in Deutschland: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/entwicklung-zielpfad-der-treibhausgas-emissionen-in>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [15] Hübner, Tobias et al.: Industrie 2050: Energiewende in der Industrie. In: et-Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Ausgabe 8, 2019). Essen: etv Energieverlag GmbH, 2019.
- [16] Hübner, Tobias et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele - Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) - Das Energiefachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.
- [17] Fishedick, Manfred: Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Industry. New York, United Kingdom: Cambridge University, 2014.
- [18] Hübner, Tobias: Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. *Energies*, 05/20. Basel: MDPI, 2020. DOI: 10.3390/en13071619
- [19] Hübner, Tobias et al.: Application-side merit-order-curves for synthetic fuels in the German energy system. In: 13th International Conference on Energy Economics and Technology Mai/2019. Dresden: TU Dresden, 2019.
- [20] Climate Change 2014 - Synthesis Report - Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change - [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)] - 151 pp.. Geneva, Switzerland: Intergovernmental panel on climate change (ipcc), 2014.
- [21] de Coninck, Heleen et al.: Strengthening and Implementing the Global Response - In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Genf: IPCC, 2018.
- [22] Fleiter, Tobias et al.: A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI), 2018. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005
- [23] Kube, Mathias et al.: Marktverfügbare Innovationen mit hoher Relevanz für die Energieeffizienz in der Industrie. Berlin: Ecofys, 2017.
- [24] Primes model version 2018 - Detailed model description. Athens: E3M-Lab, National Technical University of Athens, 2019.
- [25] Schneider, Clemens et al.: Risks and opportunities associated with decarbonising Rotterdam's industrial cluster. In: Environmental Innovation and Societal Transitions 05/2019. Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, 2019.
- [26] Lorenczik, Stefan et al.: Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Köln: ewi Energy Research & Scenarios GmbH, 2018.
- [27] Mantzos, Leonidas et al.: POTEnCIA model description - Version 0.9. Sevilla: Joint Research Centre of the European Commission (JRC), 2016.

- [28] Böing, Felix; Murmann, Alexander; Pelling, Christoph: ISAAr - Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung in: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/625-isaar-integriertes-simulationsmodell> (Abruf:12.09.2017) Archived by WebCite <http://www.webcitation.org/6tQ5Gxmi1>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2016
- [29] Hübner, Tobias et al.: Die Rolle von Kraft-Wärme-Kopplung im zukünftigen Energiesystem. In: BWK - Das Energiefachmagazin 05/2019. Düsseldorf: VDI Fachmedien GmbH & Co. KG Unternehmen für Fachinformationen, 2019.
- [30] Strechele, Philip et al.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020.
- [31] Rehfeldt, Matthias: Fuel Switching as Contribution to the Decarbonisation of the Industry Sector - Integration in a Bottom-up Energy System Model. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020.
- [32] Joas, Fabian et al.: Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, 2019.
- [33] Hübner, Tobias et al.: Synthetic fuels in the German industry sector depending on climate protection level. In: Smart Energy 3 (2021) 100042. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100042>
- [34] Fleiter, Tobias et al.: Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry - Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2019.
- [35] Rehfeldt, Matthias: Integration Erneuerbarer Energieträger in industrielle Hochtemperaturprozesse: Technische Grenzen des Energieträgerwechsels. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2017.
- [36] Rehfeldt, Matthias; Rohde, Clemens; Fleiter, Tobias; Toro, Felipe; Reitze, Felix: A Bottom-up Estimation of Heating and Cooling Demand in the European Industry in: European Council for an Energy-Efficient Economy (ECEEE Industrial Summer Study). Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2016
- [37] Rehfeldt, Matthias et al.: Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: Journal of Cleaner Production 187 (2018) 98-110. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2018. DOI: [10.1016/j.jclepro.2018.03.179](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.179)
- [38] Rehfeldt, Matthias et al.: Fuel choice in industrial steam generation: Empirical evidence reveals technology preferences. In: Energy Strategy Reviews 26(2019). Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2019. DOI: [10.1016/j.esr.2019.100407](https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100407)
- [39] Gebert, Philipp et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group (BCG), Prognos AG, 2018.

- [40] Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- [41] Janzen, Felizitas et al.: Weltwirtschaftsmodell View. In: <https://www.prognos.com/publikationen/prognos-economic-outlook-r/modell-view-r/>. (Abruf am 2019-09-24); Basel: Prognos AG, 2019.
- [42] Kruse, Jürgen et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil B. Köln: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018.
- [43] Hecking, Harald: Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung. Köln: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2017.
- [44] Sluisveld, Mariësse van et al.: EU decarbonisation scenarios for industry. Reinvent Project Nr. 730053. Den Haag, Wuppertal: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2018.
- [45] Mantzosa, Leonidas et al.: POTEnCIA - A new EU-wide energy sector model. Sevilla: Joint Research Centre of the European Commission (JRC), 2017.
- [46] POTEnCIA - JRC-IDEES. In: <https://ec.europa.eu/jrc/en/potencia/jrc-ideas>. (Abruf am 2021-04-28); Brussels: Joint Research Centre (JRC) - European Commission, 2020.
- [47] Guminski, Andrej et al.: Energiewende in der Industrie. Abschlussbericht Arbeitspaket 1: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. München: FfE, 2019.
- [48] Capros, P. et al.: EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Brüssel: Europäische Kommission, 2016.
- [49] van Beeck, Nicole: Classification of Energy Models. Tilburg: Tilburg University, 1999.
- [50] Fleiter, Tobias; Fehrenbach, Daniel; Worrell, Ernst; Eichhammer, Wolfgang: Energy efficiency in the German pulp and paper industry - A model-based assessment of saving potentials in: Energy. Amsterdam: Elsevier, 2012. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.025
- [51] McFadden, Daniel: Disaggregate Behavioral Travel Demand's RUM Side - A 30-Year Retrospective. Berkeley: University of California, 2000. DOI: 10.1016/B978-008043924-2/50001-8
- [52] Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth et al.: Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V., 2015
- [53] Pfluger, Benjamin et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2017.
- [54] Bründerlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin: dena, 2018.
- [55] Mantzos, Leonidas et al.: The POTEnCIA Central scenario: an EU energy outlook to 2050, EUR 29881 EN. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2019.
- [56] Capros, Pantelis et al.: EU Reference Scenario 2020 - Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050. Brüssel: European Commission, 2021.

- [57] Lechtenböhmer, Stefan et al.: Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification e Implications for future EU electricity demand. In: Energy 2016, 1-9. Amsterdam: Elsevier, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.07.110
- [58] Laufendes, Projekt: Energiewende in der Industrie: Potenziale, Kosten und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor (2018 - 2021). München: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [59] Bataille, Christ et al.: A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. In: Journal of Cleaner Production 2018 (187) 960-973. Amsterdam: Elsevier Ltd., 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107
- [60] Philibert, Cédric: Renewable Energy for Industry: From green energy to green materials and fuels. Paris: International Energy Agency, 2017.
- [61] McMillan, Colin et al.: Generation and Use of Thermal Energy in the U.S. Industrial Sector and Opportunities to Reduce its Carbon Emissions. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [62] Åhman, Max et al.: Decarbonising industry in Sweden - an assessment of possibilities and policy needs. Lund: Lund University, 2012.
- [63] Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19
- [64] Günther, Jens et al.: Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Berlin: Umweltbundesamt, 2017.
- [65] Ausfelder et al.: »Sektorkopplung« – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.
- [66] Ausfelder, Florian et al.: Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien - Nachhaltigkeitseffekte - Potenziale - Entwicklungsmöglichkeiten - 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes "Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Frankfurt am Main: DECHEMA e.V., 2019.
- [67] Bazzanella, Alexis et al.: Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 2017.
- [68] van Kranenburg, Karin: Empowering the chemical industry - Opportunities for electrification. Delft: TNO Sustainable Chemical Industry, 2016.
- [69] Palm, Ellen et al.: Electricity-based plastics and their potential demand for electricity and carbon dioxide. In: Journal of Cleaner Production 129 (2016) 548-555. Amsterdam: Elsevier, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.03.158
- [70] Weigel, Max et al.: Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies. In: Journal of Cleaner Production 112(2016), 1064-1076. Amsterdam: Elsevier, 2016. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.07.132

- [71] Quader, M. Abdul et al.: A comprehensive review on energy efficient CO₂ breakthrough technologies for sustainable green iron and steel manufacturing. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50(2015), 594-614. Amsterdam: Elsevier, 2015. DOI: 10.1016/j.rser.2015.05.026
- [72] Fishedick, Manfred et al.: Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. In: *Journal of Cleaner Production* 2014. Amsterdam: Elsevier, 2018.
- [73] Hasanbeigi, Ali et al.: Alternative emerging iron making technologies for energy-efficiency and carbon dioxide emissions reduction: A technical review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33(2014), 645-658. Amsterdam: Elsevier, 2014. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.031
- [74] Morfeldt, Johannes et al.: The impact of climate targets on future steel production e an analysis based on a global energy system model. In: *Journal of Cleaner Production* 103(2015) 469-482. Amsterdam: Elsevier, 2014. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.04.045
- [75] Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2020.
- [76] Strogies, Michael et al.: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [77] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz18d.xls; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2020 (überarbeitet: 2020).
- [78] Otto, Alexander; Robinius, Martin; Grube, Thomas; Schiebahn, Sebastian; Praktiknjo, Aaron; Stolten, Detlef: Power-to-Steel - Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry in: *Energies* (4), 2017, S. 451. Basel: MDPI, 2017. DOI: 10.3390/en10040451
- [79] Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2019. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e. V., 2019.
- [80] Wilhelmsson, Bodil et al.: CemZero - A feasibility study evaluating ways to reach sustainable cement production via the use of electricity. Stockholm: CEMENTA, 2018.
- [81] Stemmermann, P.: Celitement – a sustainable prospect for the cement industry. In: *CEMENT INTERNATIONAL* 5/2010. Erkrath: Verlag Bau+Technik, 2010.
- [82] Fattler, Steffen, Conrad, Jochen, Regett, Anika et al.: Dynamis Datenanhang - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-146-19
- [83] Brunke, Jean-Christian: Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland - Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Dissertation. Herausgegeben durch die Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, geprüft von Voß, Alfred und Sauer, Alexander: Stuttgart, 2017.

- [84] Fleiter, Tobias; Schломann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang: Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente in: ISI Schriftenreihe "Innovationspotentiale". Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2013
- [85] Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2011 und 2012. Essen: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), 2013
- [86] Annual Financial Report 2018. Paris: Danone S.A., 2018.
- [87] Annual Report and Accounts 2019. Zürich: Aryzta AG, 2019.
- [88] Hübner, Tobias: Simulation von Referenzprozessen zur Bestimmung von Flexibilitätspotenzialen und der Auswirkungen von Effizienzmaßnahmen in der Grundstoffindustrie. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2017.
- [89] Hübner, Tobias et al.: Modellgestützte Analyse synthetischer Brennstoffe in der Industrie bei ambitioniertem Klimaschutz. In: IEWT 2019 - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [90] Guminski, Andrej; Hübner, Tobias; Gruber, Anna; von Roon, Serafin: Model based evaluation of industrial greenhouse gas abatement measures using Smlnd. In: IEWT 2019 - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [91] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiedaten: Gesamtausgabe. Berlin: BMWi, 2018.
- [92] Unger, H.; Wagner, H.-J.; et al.: Validierung und kommunale Disaggregation des Expertensystems HERAKLES - Abschlussbericht zum Vorhaben 258 114 98. Bochum: Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum (LEE), 2002
- [93] Hofer, R.: Analyse der Potentiale industrieller Kraft-Wärme-Kopplung. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 1994
- [94] Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC). Ausgefertigt am 1992-05-09; New York: Vereinte Nationen, 1992.
- [95] Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 - Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2014
- [96] Klimaschutz in Zahlen - Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Berlin: BMU, 2018.
- [97] Icha, Petra et al.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2019. In: Climate Change 13/2020. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [98] Sotos, Mary: GHG Protocol Scope 2 Guidance - An amendment to the GHG Protocol. Washington D.C., USA: World Resources Institute (WRI), 2015.
- [99] The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard. Geneva, Washington D.C.: World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), 2004.
- [100] Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2016.

- [101] Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. In: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>. (Abruf am 2022-02-21); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [102] Töpler, Johannes et al.: Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven. Berlin: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWW), 2017.
- [103] Schiller, Georg et al.: Production of Hydrogen. Frankfurt am Main: I.G. Farben Industrie, United States Patent Office, Patent Nr. 2083795, 1937.
- [104] Sabatier, Paul: Die Katalyse in der organischen Chemie. Leipzig: Akademische Verlagsgesellschaft Geest, 1914.
- [105] Fasihi, Mahdi et al.: Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe - Renewable Energy Based Synthetic Fuels for a Net Zero Emissions World. In: Sustainability 2017/9. Basel: MDPI, 2017. DOI: 10.3390/su9020306
- [106] Gulagi, Ashish et al.: Can Australia Power the Energy-Hungry Asia with Renewable Energy? In: Sustainability 2017/9. Basel: MDPI, 2017. DOI: 10.3390/su9020233
- [107] Fischer, Franz; Tropsch, Hans: Über die Herstellung synthetischer Ölgemische (Synthol) durch Aufbau aus Kohlenoxyd und Wasserstoff. In: Brennstoff-Chemie: Zeitschr. für Chemie u. chemische Technologie d. Brennstoffe u. ihrer Veredelungsprodukte 4 (1923). Essen: Organ d. Fachverbandes Kohlechemie im Wirtschaftsverband Chemische Industrie, 1923.
- [108] Moulijn, Jacob et al.: Chemical process technology. Chichester: Wiley, 2013.
- [109] Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. München, Frankfurt: Dechema, 2019.
- [110] Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [111] Maus, Wolfgang: Zukünftige Kraftstoffe - Energiewende des Transports als ein weltweites Klimaziel. Bergisch Gladbach: Wolfgang Maus, 2019.
- [112] Kuhn, Norbert et al.: Allgemeine und Anorganische Chemie - Eine Einführung. Berlin Heidelberg: Springer Spektrum, 2014.
- [113] Urbansky, Frank: Potenziale synthetischer Kraftstoffe. In: MTZ - Motortechnische Zeitschrift 01/2020. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020. DOI:10.1007/s35146-019-0174-3.
- [114] Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead, Revision 2017. Düsseldorf: European Cement Research Academy GmbH (ECRA), 2017
- [115] Kuramochi, Takeshi et al.: Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. Utrecht: Copernicus Institute, Faculty of Science, Utrecht University, 2012.
- [116] Was bedeutet „Energieeffizienz“? In: <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-bedeutet-energieeffizienz>. (Abruf am 2022-04-09); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2013.

- [117] Kreislaufwirtschaft: Definition und Vorteile. In: <https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/economy/20151201>. (Abruf am 2022-04-09); Straßburg: Europäisches Parlament, 2015.
- [118] Guminski, Andrej et al.: Vom Wort zum Wert – Leitfaden zur Quantifizierung von Kontextszenarien für komplexe Modelllandschaften. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen 04/2020. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2020.
- [119] Ganz, Kirstin et al.: Key Factors for scenario generation for energy systems. In: IEWT 2019 - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [120] Wittmayer, Julia et al.: Transformationsforschung. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2017.
- [121] Börsch-Supan, Axel et al.: Der Ölschock - Die deutsche Wirtschaftspolitik in der Krise. In: Volkswirtschaft in fünfzehn Fällen; Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler GmbH, 1998.
- [122] Englmann, Frank: Makroökonomik. Stuttgart: Universität Stuttgart, 2007.
- [123] Eder, Stephan: Corona bringt niedrige Energiepreise und sinkenden -verbrauch. In: <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/energie/corona-bringt-niedrige-energiepreise-und-sinkenden-verbrauch/>. (Abruf am 2022-04-05); Düsseldorf: VDI Verlag GmbH, 2020.
- [124] Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises von Erdgas, 1991 bis 2022; Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2022. Stand: 19. April 2022
- [125] Bardt, Hubertus et al.: Russlands Krieg in der Ukraine belastet deutsche Unternehmen. Köln: Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V., 2022.
- [126] Gaspreise schnellen zweistellig nach oben. In: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/erdgas-preisrekord-101.html>. (Abruf am 2022-04-05); Hamburg: Norddeutscher Rundfunk, 2022.
- [127] Nikolayzik, Tim: Korrekturverfahren zur numerischen Lösung nichtlinearer Optimierungsprobleme mittels Methoden der parametrischen Sensitivitätsanalyse. Dissertation. Herausgegeben durch Universität Bremen: Bremen, 2011.
- [128] Jarre, Florian et al.: Optimierung. Düsseldorf: Universität Düsseldorf, 2004.
- [129] Stein, Oliver: Grundzüge der Nichtlinearen Optimierung. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2021.
- [130] Burkard, Rainer et al.: Einführung in die Mathematische Optimierung. Graz: TU Graz, 2012.
- [131] Local vs. Global Optima. In: <https://de.mathworks.com/help/optim/ug/local-vs-global-optima.html>. (Abruf am 2022-04-10); Natick: The MathWorks, Inc., 2022.
- [132] Luenberger, David et al.: Linear and Nonlinear Programming. New York: Springer Science+Business Media, LLC, 2008.
- [133] Rehfeldt, Matthias et al.: Fuel switching as an option for medium-term emission reduction - A model-based analysis of reactions to price signals and regulatory action in German Industry. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2020.

- [134] Rohde, Clemens: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2017 - Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2019.
- [135] Betriebe, Beschäftigte, Umsatz und Investitionen im Verarbeitenden Gewerbe und Bergbau: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) - 2008 bis 2019: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [136] Bogner, Alexander; Littig, Beate; Menz, Wolfgang: Interviews mit Experten: Eine praxisorientierte Einführung. Wiesbaden: Springer VS, 2014
- [137] Bundesministerium der Finanzen: AfA-Tabellen. In: https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltung-Steuerrecht/Betriebsprüfung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html. (Abruf am 2022-02-21); Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 2022.
- [138] Agaian, Sos: Hadamard Matrices and their Applications - Lecture Notes in Mathematics. Erevan, USSR: Computer Center of the Academy of Sciences, 1985.
- [139] Kahaner, David et al.: Numericals Methods and Software. Gaithersburg: National Institute of Standards and Technology (NIST), 1989.
- [140] Fritsch, F.N. et al.: Monotone Piecewise cubic interpolation. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 1980.
- [141] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland; Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2020.
- [142] Papier 2019 - Ein Leistungsbericht. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (VDP), 2019.
- [143] Hedtstück, Ulrich: Simulation diskreter Prozesse - Methoden und Anwendungen. Konstanz: Hochschule für Technik, Wirtschaft und Gestaltung Konstanz, Fachbereich Informatik, 2013.
- [144] Hübner, Tobias et al.: Auswirkungen von industriellen CO₂-Verminderungsmaßnahmen auf die Flexibilität von Prozessen und Technologien. In: Energieinnovation 2022 - 17. Symposium Energieinnovation 17/2022. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2022.
- [145] Ganz, Kirstin et al.: Wie können europäische Branchen-Lastgänge die Energiewende im Industriesektor unterstützen? In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Ausgabe 1/2, 2021, S. 79 - 81. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), 2021.
- [146] Becker, Hans: Investition und Finanzierung - Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft. Wiesbaden: Gabler, GWV Fachverlage GmbH, 2009.
- [147] Engel, Joachim: Anwendungsorientierte Mathematik: Von Daten zur Funktion. Berlin: Institut für Mathematik und Informatik, Hochschule Ludwigsburg, 2018.
- [148] Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG) (KSpG). Ausgefertigt am 2012-08-17, Version vom 2021-08-10; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2021.
- [149] Projektionsbericht 2019 für Deutschland. Berlin: Bundesregierung, 2019.

- [150] Arbeitsmarkt 2030: Wirtschaft und Arbeitsmarkt im digitalen Zeitalter - Prognose 2016, Kurzfassung: https://www.bmas.de/SharedDocs/Downloads/DE/PDF-Meldungen/2016/arbeitsmarktprognose-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=2; Berlin: Bundesministerium für Arbeit und Soziales, 2016.
- [151] Ehrentraut, Oliver Dr.; Neubauer, Beate: Arbeitslandschaft 2040. München: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. (vbw), Prognos AG, 2015
- [152] Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2018. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2019.
- [153] Tätigkeitsbericht 2015 - 2018. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2018.
- [154] Kraftwerksnebenprodukte - Steinkohleflugaschen und REA-Gips. In: <https://www.umweltbundesamt.de/kraftwerksnebenprodukte-steinkohleflugaschen-rea#hinweise-zum-recycling>. (Abruf am 2020-05-02); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [155] Kraftwerksnebenprodukte - Steinkohleflugaschen und REA-Gips. In: <https://www.umweltbundesamt.de/kraftwerksnebenprodukte-steinkohleflugaschen-rea#hinweise-zum-recycling>. (Abruf am 2020-06-10); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2020.
- [156] Kohleausstieg - Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". In: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/>. (Abruf am 2019-08-15); Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2019.
- [157] Umweltdaten der deutschen Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2015
- [158] Wolf, Stefan et al.: Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Stuttgart, Hannover: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2014.
- [159] „Die Metallbranche wird eine der gewaltigsten Umwälzungen erleben“ - Interview. Düsseldorf: Max-Planck-Institut für Eisenforschung GmbH (MPIE), 2019.
- [160] Wasserstoff statt Kohle - thyssenkrupp Steel startet wegweisendes Projekt für eine klimafreundliche Stahlproduktion am Standort Duisburg. In: <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/newsroom/pressemitteilungen/wasserstoff-statt-kohle.html>. (Abruf am 2021-02-09); Duisburg: thyssenkrupp Steel Europe AG, 2019.
- [161] Hegemann, Karl-Rudolf et al.: Roheisenerzeugung - Hüttenwerks- und Gasreinigungsanlagen. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2019.
- [162] Dütschke, Elisabeth et al.: Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland „CCS-Chancen“ - Schlussbericht. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2015
- [163] Kerkhoff, Christof: Standortbezogene Akzeptanzprobleme in der deutschen Industrie- und Technologiepolitik - Zukünftige Herausforderungen der Energiewende in: https://www.vdi.de/uploads/media/VDI-Studie_Akzeptanzprobleme_Energiewende.pdf (05.08.2015). München: Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), 2014

- [164] Cremer, Clemens et al.: Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene - Gemeinschaftsprojekt des Wuppertal Instituts, des Forschungszentrums Jülich (STE), dem Fraunhofer Institut (ISI) und der BSR Sustainability GmbH in: epub.wupperinst.org/files/2989/2989_Akzeptanz_CCS.pdf (04.08.2015). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2008
- [165] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2017: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2019 (überarbeitet: 2019).
- [166] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016; Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2018.
- [167] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2015: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2016 (überarbeitet: 2017).
- [168] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/01/energiebilanz1990_a_n_d.xls; Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 1990.
- [169] Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2018. Münster, Bergheim: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2020.
- [170] Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2015
- [171] Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [172] Strogies, Michael et al.: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2018 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.
- [173] Strogies, Michael et al.: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2017.
- [174] Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) – 2008 bis 2018: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [175] Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2003 2-4-Steller Hierarchie) – 1995 bis 2005: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [176] Beschäftigte, Umsatz, Produktionswert und Wertschöpfung der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2003 2-4-Steller Hierarchie) – 2005 bis 2007: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2021.
- [177] Konjunkturindikatoren Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Bruttowertschöpfung nach ausgewählten Wirtschaftsbereichen in jeweiligen Preisen; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2022.

- [178] Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V., 2015.
- [179] Kostenstruktur der Unternehmen im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-4-Steller Hierarchie) - 42251-0006 2008-2019; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2021.
- [180] Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller) - Vierteljährliche Produktionserhebung im Verarb. Gew. Deutschland 2009 bis 2018: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [181] Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller) - Vierteljährliche Produktionserhebung im Verarb. Gew. Deutschland 2002 bis 2008: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [182] Hekkert, M. P. et al.: Technology Characterisation for Natural Organic Materials - Input data for Western European MARKAL. Utrecht: Department of Science, Technology & Society - Utrecht University, 1997.
- [183] POTEnCIA - Industrial sectors model results 2000-2050 (annual) - DE: Central_2018; Brüssel: European Union, 2019.
- [184] Kalk - Statistisches Jahreshaft 2016; Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V., 2016.
- [185] Kalk - Statistisches Jahreshaft 2018. Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK), 2018.
- [186] Kalk - Statistisches Jahreshaft 2019; Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V., 2019.
- [187] Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarb. Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Tabelle 2: Energieverbrauch nach Energieträgern; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2017 und 2018.
- [188] Smith, Collin et al.: Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. In: Energy & Environmental Science 13/2020. London: The Royal Society of Chemistry, 2020. DOI: 10.1039/C9EE02873K
- [189] Mantzos, L. et al.: The POTEnCIA Central scenario: An EU energy outlook to 2050. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2019.
- [190] Baustoffe - Innovation und Klimaschutz. In: <https://celitement.de/>. (Abruf am 2021-04-14); Eggenstein-Leopoldshafen: Celitement GmbH & Co. KG, 2021.
- [191] Preismonitor - Juni 2019: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Rohstoffinformationen/Rohstoffpreise/Preismonitor/preismonitor_node.html; Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2019 (überarbeitet: 2019).
- [192] Elsner, Harald: DERA Rohstoffinformationen - Edalgase - Versorgung wirklich kritisch?. Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2018.

- [193] VEA: Wasserpreise für Industriekunden bleiben 2016 stabil. In: <https://www.euwid-wasser.de/news/wirtschaft/einzelansicht/Artikel/vea-wasserpreise-fuer-industriekunden-bleiben-2016-stabil.html>. (Abruf am 2021-08-21); Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2016.
- [194] DIN 1787 - Kupfer Halbzeug. Ausgefertigt am 1973-01; Berlin: Deutsches Institut für Normung (DIN), 1973.
- [195] Bargel, Hans-Jürgen et al.: Werkstoffkunde - 11., bearbeitete Auflage. Berlin: Bargel, Hans-Jürgen, 2012.
- [196] Davenport, W.G. et al.: Extractive metallurgy of copper - fourth edition. Oxford: Elsevier Ltd., 2002.
- [197] Wolf, Stefan: Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme - Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung. Dissertation. Herausgegeben durch Universität Stuttgart, geprüft von Voß, A. und Sauer, A.: Stuttgart, 2016.
- [198] Pehnt, Martin et al.: Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen". Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln: Adelphi, 2017.
- [199] Ermittlung von spezifischen Kosten energie-sparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012 - BMVBS-Online-Publikation, Nr. 08/2012. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2012.
- [200] Gerhardt, Norman et al.: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015
- [201] Rudolph, M.; Köhler, D.: Handbuch - Elektrowärme in der Industrie - Materialien zur Vertriebsunterstützung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 1998
- [202] Wolfram, S.; Zitzmann, K.; Pröbstle, G.; Kapischke, J.: Effiziente Energieverwendung in der Industrie - Teilprojekt Metallschmelzbetriebe - Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2005
- [203] Sterchele, Philip et al.: Anhang zur Studie Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2020.
- [204] Schopf, Norbert: Web-Konferenz - Techno-ökonomischen Kenngrößen von Brennersystemen: Gas-, Öl-, Multifuel-Brenner; Interview, geführt von Kracht, Hannes und Hübner, Tobias; Bremen: SAACKE GmbH, 2022
- [205] Berger, Stefan: E-Mail - Techno-ökonomische Kenngrößen von Hochtemperaturtechnologien: Gas-, Öl-, Multifuel-Brenner; Interview, geführt von Kracht, Hannes; Berglen-Steinach: IBS Industrie-Brenner-Systeme GmbH, 2022
- [206] Tverskoy, Alexey: Web-Konferenz - Techno-ökonomische Kennzahlen von Hochtemperaturtechnologien: Plasmabrenner; Interview, geführt von Kracht, Hannes und Hübner, Tobias; Berlin: PLAZARIUM GmbH, 2022.
- [207] Fasihi, Mahdi et al.: Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. In: Journal of Cleaner Production 224. Online: Elsevier Ltd., 2019. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086

- [208] West, Kira: Hlsarna with CCS. Nederlands: TNO Innovation for life, 2020.
- [209] Hitzgrath, Frank: Bestimmung von diffusilem Wasserstoff in hochfesten Stählen in Bezug auf die Gitterstruktur. Dissertation. Herausgegeben durch Universität Duisburg - Essen: Duisburg, 2018.
- [210] Schulz, Jörg: Energieeffizienz in Bäckereien - Energieeinsparungen in Backstuben und Filialen. Bremerhaven: Netzwerk zur Steigerung der Energieeffizienz in Bäckereien, 2014.
- [211] Mandl, Doris et al.: Auswertung der Ergebnisse der KMU-Scheck-Beratungen für die sechs ausgewählten Branchen - Fleischer, Bäcker, Drucker, Metallverarbeiter, Tischler, KFZ-Betriebe. Wien: Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, 2011.
- [212] Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarb. Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Tabelle 2: Energieverbrauch nach Energieträgern; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2008 bis 2016.
- [213] Gühl, Sarah et al.: Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Nahrungsmittelindustrie. Stuttgart, München: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2020.
- [214] Giner Santonja, Germán et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Food, Drink and Milk Industries. Luxembourg: JRC Science for Policy Report, 2019.
- [215] Integrated Pollution Prevention and Control, Reference Document on Best Available Techniques in the Food, Drink and Milk Industries. Brussels: European Commission, 2006.
- [216] Minderung öko- und klimaschädigender Abgase aus industriellen Anlagen durch rationelle Energienutzung - Großbäckerei. Augsburg, Regensburg: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, 2000.
- [217] Walstra, Pieter et al.: Dairy Science and Technology - Second Edition. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2005.
- [218] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Dekarbonisierungsmaßnahmen in den Fokusbranchen. Berlin: FfE, 2020.
- [219] Dehli, Martin: Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe - Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen. Esslingen: Hochschule Esslingen, 2020.
- [220] Juhrich, Kristina: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016
- [221] Suhr, Michael et al.: Beste verfügbare Techniken (BVT) Referenzdokument für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Karton. Luxembourg: JRC Science for Policy Reports, 2015.
- [222] Geiger, Gregor Andreas; Reinhold, Tanja; Bartsch, Jan: Papier machen. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V., 2015
- [223] Projekt CreaPaper, Grasstoff und Graspapier: CreaPaper - The Use of Grass Fiber in Paper Production. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2020.
- [224] Blechschmidt, Jürgen: Taschenbuch der Papiertechnik. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2010

- [225] Treppe, Konrad et al.: Energetische Optimierung der Trockenpartie - Wärmetechnische Bewertung zur Steigerung der Energieeffizienz. Dresden: Technische Universität Dresden, 2012.
- [226] Böhringer, Joachim; Bühler, Peter; Schlaich, Patrick; Sinner, Dominik: Kompendium der Mediengestaltung - III. Medienproduktion Print. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2014
- [227] Kryogene Luftzerlegung - Entstehung und technische Weiterentwicklung. Pullach: Linde Engineering, 2009.
- [228] Ren, Tao et al.: Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes. In: Energy 31. Utrecht, The Netherlands: Utrecht University, 2006.
- [229] Rehfeldt, Matthias; Rohde, Clemens: E-Mail - ISI Anwendungsbilanz | Prozessbilanzierung; Interview, geführt von Hübner, Tobias; online: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2021
- [230] Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem (ISE), 2015
- [231] Repenning, Julia et al.: How can Germany reach its 2030 sectoral emissions targets? Energy efficiency, renewable energy or reduction of energy consumption? - An impact assessment of different pathways. In: Industrial Efficiency 2020 - Decarbonise Industry! eceee Industrial Summer Study 2020.; Gothenburg: European Council for an Energy-Efficient Economy, 2020.
- [232] Meier, Boris: Heiz- und Brennwerte. Rapperswil: HSR Hochschule für Technik Rapperswil, 2014.
- [233] Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Loreck, Charlotte: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin: Öko-Institut e.V., 2014
- [234] Die nationale Wasserstoffstrategie. Ausgefertigt am 2020-06-10; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [235] Nymo, Håvard et al.: Ein Markteinführungsprogramm für Power-To-X-Technologien aus volkswirtschaftlicher Perspektive. Berlin: Nymo Strategieberatung GmbH, 2017.
- [236] Bullmann, Till et al.: Wasserstoff - DIHK-Faktenpapier. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK), 2020.
- [237] Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt e.V., 2014
- [238] Brinkmann, Thomas et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Chlor-alkali. Luxembourg: JRC Institute for Prospective Technological Studies, 2014.
- [239] Gielen, Dolf et al.: Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions. Paris: International Energy Agency (IEA), 2007.
- [240] Cefic: European chemistry for growth - Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future. Brüssel: Cefic aisbl, 2013.

- [241] Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten - zu den Energiebilanzen 2005 bis 2019. Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- [242] Achtelik, Christian et al.: Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Grundstoffchemie. Stuttgart, München: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2020.
- [243] Daten und Fakten - Rohstoffbasis der Chemieindustrie. Frankfurt am Main: Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), 2019.
- [244] Radgen, Peter et al.: Exergie und Wirtschaft - Untersuchung der Transformationspfade von Hauptprozessen in der deutschen Wirtschaft mit dem Ziel der Dekarbonisierung auf der Grundlage von exergetischen Analysen und Untersuchung der Auswirkungen möglicher Veränderungen auf den Schutz der natürlichen Ressourcen und der natürlichen Umwelt. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart, 2020.
- [245] Johansson, Erika: Process integration study of biomass-to-methanol (via gasification) and methanol-to-olefins (MTO) processes in an existing steam cracker plant. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Chalmers University of Technology, betreut durch Arvidsson, Maria; Hackl, Roman; Pettersson, Lars: Göteborg, 2013.
- [246] Merkblatt über die Besten Verfügbaren Techniken (BVT) bei der Glasherstellung. Luxembourg: JRC Institute for Prospective Technological Studies, 2013.
- [247] Leisin, Matthias: Branchensteckbrief der Glasindustrie. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2019.
- [248] Scalet, Bianca et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Sevilla: Joint Research Centre of the European Commission (JRC), 2013
- [249] Hübner, Tobias et al.: Transformationsstrategien für eine CO₂-neutrale Industrie: Use-Case Keramik. In: Keramische Zeitschrift 73. Jahrgang, 1 | 2021, 26-31. München: FfE, 2021.
- [250] Glasindustrie in Deutschland - Eine Branchenanalyse. Hannover: Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IGBCE), 2014.
- [251] Ireson, R et al.: Alternative Fuel Switching Technologies for the Glass Sector - Final Report - BEIS Industrial Fuel Switching Phase 2. UK: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019.
- [252] Wietschel, Martin: Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Karlsruhe, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [253] UK glass manufacturing sector decarbonisation roadmap to 2050. Sheffield: British Glass, 2014.
- [254] Bach, Hans et al.: Glastechnische Fabrikationsfehler - "Pathologische" Ausnahmestände des Werkstoffes Glas und ihre Behebung; Eine Brücke zwischen Wissenschaft, Technologie und Praxis - 4. Auflage. Berlin, Heidelberg: Jepsen-Marwedelt, Hans, Brückner, Rolf, 2011.
- [255] Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2020. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2021.

- [256] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien - Eine CO₂ - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.
- [257] Manager im Bereich Umweltschutz eines weltweit führenden Zementherstellers (Standort Deutschland): Experteninterview am 18.04.2017 - CO₂-Verminderung in der Zementherstellung. München: FfE GmbH, 2017
- [258] Schall, Albrecht: Interview - OPEX und CAPEX in der Zement- und Klinkerherstellung; Interview, geführt von Metzger, Konstantin; FFE München: VDZ- Verein Deutscher Zementwerke, 2021
- [259] Geres, Roland et al.: Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland - Ein Weg zur Klimaneutralität der Branche bis 2050. Berlin, München: Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V., 2021.
- [260] Zement-Taschenbuch 51. Ausgabe. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2008
- [261] Hübner, Tobias et al.: Energiewende in der Industrie - Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.
- [262] Buttermann, Georg; Baten, Tina: Wettbewerbsfähige Stromkosten – Voraussetzung für die Zementherstellung am Standort Deutschland. Münster: EEFA – Energy Environment Forecast Analysis GmbH & Co. KG, Münster, 2013
- [263] Zahlen und Daten 2018 - Zementindustrie in Deutschland; Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2018.
- [264] Ruppert, Johannes et al.: Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie - Entwurf Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2018.
- [265] Rao, L. et al.: Thermal plasma torches for metallurgical applications. Montreal: PyroGenesis Canada Inc., 2013.
- [266] Zero Carbon Industry Plan: Electrifying Industry. Melbourne: Beyond Zero Emissions Inc., 2018.
- [267] Veitengruber, Frank; Dufter, Christa; Gruber, Anna; Hübner, Tobias; Guminski, Andrej; Kleinertz, Britta; von Roon, Serafin: Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. In: IEWT 2019 - 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [268] Venkatramani, N: Industrial plasma torches and applications. In: Current Science Vol. 83, No. 3, pp. 254-262. Mumbai: Bhabha Atomic Research Centre (BARC), 2002.
- [269] Merkblatt über die Besten Verfügbare Techniken in der Eisen- und Stahlerzeugung nach der Industrie-Emissionen-Richtlinie 2010/75/EU. Dessau: Umweltbundesamt, 2012.
- [270] Hölling, Marc et al.: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff - (Evaluation of Hydrogen-Based Production of DRI). Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften, 2017.
- [271] Ghenda, Jean-Theo: CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland - Berichtsjahr 2010. Düsseldorf: Stahlinstitut VDEh, 2011.

- [272] Revolutionäre Technologie zur Herstellung von Eisen mit geringem CO₂-Fußabdruck. In: <https://cordis.europa.eu/article/id/286121-revolutionary-lowcarbon-footprint-iron-production-technology/de>. (Abruf am 2021-04-19); Brüssel: CORDIS, Europäische Union, 2019.
- [273] Birat, J-P.: 16 - Carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology in the iron and steel industry. France: ArcelorMittal Global, 2010.
- [274] Hlsarna - Building a sustainable steel industry. London: TATA STEEL, 2020.
- [275] Hermann, Christoph et al.: Energie- und ressourceneffiziente Produktion von Aluminiumdruckguss. Braunschweig: Technische Universität Braunschweig, 2013.
- [276] Environmental Profile Report - Life-Cycle inventory data for aluminium production and transformation processes in Europe. Brussels: European Aluminium (eea), 2018.
- [277] Jochem, Eberhard et al.: Werkstoffeffizienz - Einsparpotenziale bei Herstellung und Verwendung energieintensiver Grundstoffe. Stuttgart: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2004.
- [278] Umweltschutz im Aurubis-Konzern und aktualisierte Umwelterklärung 2019 der Aurubis AG der Standorte Hamburg und Lünen. Hamburg: Aurubis AG, 2019.
- [279] Kammer, Catrin: Aluminium Taschenbuch 1. Düsseldorf: Aluminium-Verlag Marketing & Kommunikation GmbH, 2009.
- [280] Cus, Gianluca et al.: Merkblatt über die Besten Verfügbaren Techniken (BVT) für die Nichteisenmetallindustrie - Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Luxembourg: JRC Science for Policy Report, 2017.
- [281] Umwelterklärung 2019. Neuss: Aluminium Norf GmbH, 2019.
- [282] Jolly, Janice: The U.S. Copper-base Scrap Industry and Its By-products - Technical Report. New York: Copper Development Association Inc., 2013.
- [283] Der Werkstoff Aluminium. Düsseldorf: European Lime Association, 2004.
- [284] Hübner, Tobias et al.: Energiewende in der Industrie - Branchensteckbrief NE-Metalle. Stuttgart, München: FfE, 2018.
- [285] Ostermann, Friedrich: Anwendungstechnologie Aluminium - Gewinnung, Recycling, Ökologie in: VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014
- [286] Energiewende in der Industrie - Abschlussveranstaltung. McLean: Guidehouse Inc., 2022.
- [287] Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- [288] Zahlen und Fakten: Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2021.
- [289] Witte, Stefan: E-Mail - Energieträgerpreise/Bereitstellungspreise für Gichtgas; Interview, geführt von Kracht, Hannes; Bremen: ArcelorMittal Bremen GmbH, 2021
- [290] Schiml, Helmut: Web-Konferenz - Energieträgerpreise/Bereitstellungspreise für Raffineriegas; Interview, geführt von Hübner, Tobias, Kracht, Hannes; Vohburg: Bayernoil, 2021

- [291] Kemmler, Andreas et al.: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Berlin: Prognos AG, 2020.
- [292] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2019. Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2019.
- [293] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2020. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [294] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2015. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [295] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2016. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [296] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2017. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [297] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2018. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [298] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für leichtes Heizöl 2019. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [299] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2015. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2015.
- [300] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2016. Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2016.
- [301] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2017. Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2017.
- [302] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2018. Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2018.
- [303] Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland 2020. Berlin: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2020.
- [304] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2015. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [305] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2016. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [306] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2017. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [307] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2018. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [308] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2019. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.

- [309] Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff 2020. Berlin: Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V., 2021.
- [310] Kreidelmeyer, Sven et al.: Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger - Endbericht zum Projekt "Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe". Basel: Prognos AG, 2020.
- [311] Deutsch, Matthias et al.: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Berlin: Agora Energiewende, 2018.
- [312] Wietschel, Martin et al.: Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien - Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus: Fraunhofer ISI, 2021.
- [313] EPEX: Trading on EPEX SPOT. Paris: EPEX SPOT SE, 2018.
- [314] Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- [315] Heizwerte - bauforumstahl e.V.: <https://www.bauforumstahl.de/brandbelastungen-und-heizwerte>; bauforumstahl e.V.: bauforumstahl e.V., 2002.
- [316] Schmidt, Maïke et al.: Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 2018.
- [317] Budzinski, Oliver et al.: Zinsen - Definition. In: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/zinsen-47990>. (Abruf am 2022-04-06); Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2022.
- [318] Ekins, Paul; Kesicki, Fabian; Smith, Andrew: Marginal Abatement Cost Curves - A call for caution. London: University College London Energy Institute, 2011.
- [319] EZB-Zinssätze. Frankfurt am Main: Deutsche Bundesbank, 2022.
- [320] Paschotta, Rüdiger: CO2-Bepreisung. In: https://www.energielexikon.info/co2_bepreisung.html. (Abruf am 2022-04-06); Frauenfeld: RP-Energie-Lexikon, 2022.
- [321] Matthey, Astrid et al.: Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [322] Spotmarkt: 2022-02-21. In: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt>. (Abruf am 2022-04-06); Leipzig: European Energy Exchange AG, 2022.
- [323] Spotmarkt. In: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt>. (Abruf am 2022-03-07); Leipzig: European Energy Exchange AG, 2022.
- [324] Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Ausgefertigt am 2019-12-19, Version vom 2021-07-07; Bonn: BMU, 2021.

- [325] Carbon Leakage. In: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation/carbon-leakage_de. (Abruf am 2022-04-19); Brüssel: European Commission, 2022.
- [326] Verteilungswettbewerb um Wasserstoff vermeiden. In: <https://www.arbeit-umwelt.de/verteilungswettbewerb-um-wasserstoff-vermeiden/>. (Abruf am 2022-04-19); Berlin: Stiftung Arbeit und Umwelt, 2021.
- [327] Windenergie in Deutschland - Zahlen und Fakten. In: <https://www.windenergie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/>. (Abruf am 2022-04-30); Berlin: Bundesverband WindEnergie e. V., 2022.
- [328] Vogt-Schilb, Adrien et al.: When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 88(2018), 210-233. Amsterdam: Elsevier, 2017. DOI: 10.1016/j.jeem.2017.12.001
- [329] Fleiter, Tobias et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Industrie. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, 2021.
- [330] Ghaib, Karim: Das Power-to-Methane-Konzept - Von den Grundlagen zum gesamten System. Wiesbaden: Springer Fachmedien, 2017.
- [331] Größte Luftzerlegungsanlage Österreichs bereits in Betrieb. In: http://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20020522_OTS0054. (Abruf am 2021-07-14); Wien: APA – Austria Presse Agentur eG, APA-OTS Originaltext-Service GmbH, 2002.
- [332] Heußen, Michael; Markus, Hans Peter: Ressourcenmanagement eines Elektrostahlwerks. Meitingen: Lech-Stahlwerke GmbH, 2013
- [333] Schlögl, Robert et al.: Ad-hoc-Stellungnahme - Wie sich russisches Erdgas in der deutschen und europäischen Energieversorgung ersetzen lässt. Halle (Saale): Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, 2022.
- [334] Holz, Franziska et al.: Europa kann die Abhängigkeit von Russlands Gaslieferungen durch Diversifikation und Energiesparen senken. Berlin: DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2022.
- [335] Schnuck, Oliver et al.: Öl und Gas aus Russland: Wie belastbar sind die Zahlen?. In: <https://www.br.de/nachrichten/wirtschaft/oel-und-gas-aus-russland-wie-belastbar-sind-die-zahlen,SzfroYO>. (Abruf am 2022-04-26); München: Bayerischer Rundfunk, 2022.
- [336] Christian Lindner schließt Stopp russischer Energieimporte nicht aus. In: <https://www.zeit.de/politik/2022-03/energie-russland-gas-oel-importstopp-christian-linder>. (Abruf am 2022-04-26); Hamburg: ZEIT ONLINE GmbH, 2022.
- [337] Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte (inkl. Veränderungsraten): Deutschland – 1949 bis 2020; Wiesbaden: DESTATIS, 2021.
- [338] Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Deutschland - Güterverzeichnis (GP2009 2-/3-/4-/5-/6-/9-Steller/ Sonderpositionen) – 1949 bis 2020; Wiesbaden: DESTATIS, 2021.
- [339] Sollbericht 2019 - Ausgaben und Einnahmen des Bundeshaushalts. Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 2019.

- [340] Vorläufiger Abschluss des Bundeshaushalts 2021. Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 2022.
- [341] Verbraucherpreisindex für Deutschland - Lange Reihen ab 1948 - Februar 2021; Wiesbaden: DESTATIS, 2021.
- [342] Expertise bündeln, Politik gestalten, Energiewende jetzt! - Ein Vergleich dreier Grundsatzstudien. Berlin: Leopoldina, 2019.
- [343] Motz, Heribert et al.: Dry Solidification with Heat Recovery of Ferrous Slag. Duisburg: Institut für Baustoff-Forschung e.V. (FEhS), 2013.
- [344] Köhler, D.; Corradini, R.: Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen - Teil III: Metalle. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 1999
- [345] Frischenschlager, Helmut et al.: Klimarelevanz ausgewählter Recycling-Prozesse in Österreich. Wien: Umweltbundesamt, 2010.
- [346] Weigel, Max: Ganzheitliche Bewertung zukünftig verfügbarer primärer Stahlherstellungsverfahren - Einschätzung der möglichen Rolle von Wasserstoff als Reduktionsmittel. Wuppertal: Bergischen Universität Wuppertal, 2014.
- [347] Gerling, Peter: Wo kann CO₂ gespeichert werden. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2010
- [348] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Chemische Industrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [349] Kußmaul, Heinz: Immaterielles Vermögen nach HGB, EStG und IFRS / 2.2.2.1 Planmäßige Abschreibungen und AfA. In: https://www.haufe.de/finance/haufe-finance-office-premium/immaterielles-vermoegen-nach-hgb-estg-und-ifrs-2221-planmaessige-abschreibungen-und-afa_idesk_PI20354_HI1311658.html. (Abruf am 2022-03-15); Freiburg: haufe.de/finance, 2022.
- [350] Prognos et al.: Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Berlin: Agora Energiewende, 2020.
- [351] Schlussbericht zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N/1 - Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen. Köln, Essen: Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen (AiF), 2017.
- [352] Auswirkung der Zumischung erneuerbarer Energien im Erdgasnetz auf thermoprozesstechnische Anlagen in der keramischen Industrie. Köln, Essen, Höhr-Grenzhausen: Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen (AiF), 2017.
- [353] Loftus, Peter et al.: A critical review of global decarbonization scenarios: what do they tell us about feasibility?. Woburn: Primaira LLC, 2015.
- [354] Kauffälle, Veräußerte Fläche, Durchschnittlicher Kaufwert für Bauland: Deutschland, Jahre, Baulandarten, Baugebiete - Statistik der Kaufwerte für Bauland – 1992 bis 2019: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.

- [355] Baufertigstellungen im Hochbau: Deutschland, Jahre, Bautätigkeiten, Gebäudeart/Bauherr - Statistik der Baufertigstellungen – 2001 bis 2019: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [356] Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau) - Preisindizes für die Bauwirtschaft – 1958 bis 2020: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [357] Baunutzungsverordnung (BauNVO): § 17 Orientierungswerte für die Bestimmung des Maßes der baulichen Nutzung. Ausgefertigt am 1990-01-23, Version vom 2021-06-14; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2021.
- [358] Häuserpreisindex, Preisindex für Bauland: Deutschland, Jahre - Preisindizes für Wohnimmobilien – 2000 bis 2020: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.
- [359] Konzernrechnung der Nestlé-Gruppe 2015. Frankfurt am Main: Nestlé AG, 2015.
- [360] Konzernrechnung der Nestlé-Gruppe 2016. Frankfurt am Main: Nestlé AG, 2016.
- [361] Konzernrechnung der Nestlé-Gruppe 2017. Frankfurt am Main: Nestlé AG, 2017.
- [362] Konzernrechnung der Nestlé-Gruppe 2018. Frankfurt am Main: Nestlé AG, 2018.
- [363] Konzernrechnung der Nestlé-Gruppe 2019. Frankfurt am Main: Nestlé AG, 2019.
- [364] Geschäftsbericht 2015. Luzern: Emmi Group, 2015.
- [365] Geschäftsbericht 2016. Luzern: Emmi Group, 2016.
- [366] Geschäftsbericht 2017. Luzern: Emmi Group, 2017.
- [367] Geschäftsbericht 2018. Luzern: Emmi Group, 2018.
- [368] Geschäftsbericht 2019. Luzern: Emmi Group, 2019.
- [369] Annual Financial Report 2015. Paris: Danone S.A., 2015.
- [370] Annual Financial Report 2016. Paris: Danone S.A., 2016.
- [371] Annual Financial Report 2017. Paris: Danone S.A., 2017.
- [372] Annual Financial Report 2019. Paris: Danone S.A., 2019.
- [373] Annual Report and Accounts 2015. Zürich: Arysza AG, 2015.
- [374] Annual Report and Accounts 2016. Zürich: Arysza AG, 2016.
- [375] Annual Report and Accounts 2017. Zürich: Arysza AG, 2017.
- [376] Annual Report and Accounts 2018. Zürich: Arysza AG, 2018.
- [377] Neufassung der AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Molkereien und sonstige Milchverwertung" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1992-03-25; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1992.
- [378] AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle "AV") (Einkommensteuergesetz (EStG)). Ausgefertigt am 2000-12-15; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 2000.

- [379] Einkommensteuergesetz (EStG) - § 7 Absetzung für Abnutzung oder Substanzverringerung (EStG). Ausgefertigt am 2009-10-08, Version vom 2021-08-20; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2021.
- [380] Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden 2014 in: Fachserie 4 Reihe 6.4. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (destatis), 2015
- [381] Sach, Thobias et al.: Innovative KWK-Systeme im Hochtemperaturbereich - Endbericht. Berlin, Stuttgart, München: Ecofys Germany GmbH, 2018.
- [382] Energiesteuergesetz (EnergieStG). Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 2017
- [383] Repenning, Julia et al.: Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Freiburg: Öko-Institut e.V., 2019.
- [384] Haubold-Rosar, Michael et al.: Chancen und Risiken des Einsatzes von Biokohle und anderer „veränderter“ Biomasse als Bodenhilfsstoffe oder für die C-Sequestrierung in Böden. Dessau-Roßlau: Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften e.V., 2016.
- [385] Erdgaskennwerte 2020. Dortmund: Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW21), 2021.
- [386] Historische DM-Devisenkurse der Frankfurter Börse - Jahresdurchschnitte. In: https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_s331_b01011_1. (Abruf am 2021-04-26); Frankfurt/Main: Deutsche Bundesbank, 2021.
- [387] Der Beginn der Wirtschafts- und Währungsunion am 1. Januar 1999. Frankfurt/Main: Deutsche Bundesbank, 1999.
- [388] Exchange Rates:
https://sdw.ecb.europa.eu/browseSelection.do?org.apache.struts.taglib.html.TOKEN=c6370cb91a641f9656b3dcfe784fab37&df=true&ec=&dc=&oc=&pb=&rc=&removeItem=&removedItemList=&mergeFilter=&activeTab=EXR&showHide=&MAX_DOWNLOAD_SERIES=500&SERIES_MAX_NUM=50&node=bbn71&legendRef=reference&SERIES_KEY=120.EXR.A.USD.EUR.SP00.A; Frankfurt/Main: Europäische Zentralbank, 2021.
- [389] ECB reference exchange rate - Swedish krona/Euro:
<https://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=9691296>; Frankfurt/Main: Europäische Zentralbank, 2021.
- [390] ECB reference exchange rate, Australian dollar/Euro, 2:15 pm (C.E.T.):
https://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?SERIES_KEY=120.EXR.A.AUD.EUR.SP00.A;
Frankfurt/Main: Europäische Zentralbank, 2021.
- [391] Umbasierung der Indizes von der Basis 2010 = 100 auf die Basis 2015 = 100 am Beispiel: Index der tariflichen Monatsverdienste ohne Sonderzahlungen für Deutschland für den Bereich: Energie- und Wasserversorgung (WZ 2008 _ D-E o. 37 u. 38/39):
https://www.destatis.de/DE/Themen/Arbeit/Verdienste/Tarifverdienste-Tarifbindung/Methoden/Downloads/Tarifindex_Umbasierung.pdf?__blob=publicationFile;
Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2018.

- [392] Marshall, Rebekkah: Start CE's Online Plant Cost Index and get Full archive access to Chemical Engineering - Get Chemical Engineering's Plant Cost Index to Improve Plant Cost Estimates... and delivered online in advance of the print edition!. In: <https://www.chemengonline.com/try-plant-cost-index-today/>. (Abruf am 2021-04-22); New York: Access Intelligence, LLC, 2021.
- [393] Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019: <https://ag-energiebilanzen.de/38-0-Effizienzindikatoren.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2020 (überarbeitet: 2020).
- [394] Lapillonne, Bruno: Definition of energy efficiency index ODEX in ODYSSEE data base. Grenoble: Enerdata, 2020.
- [395] Arens, Marlene et al.: Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term - the case of Germany. Karlsruhe, Germany: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (ISI), 2017. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.12.097
- [396] Kemmler, Andreas et al.: Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014 - Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt, 2017.
- [397] Schlomann, Barbara et al.: Methoden- und Indikatorenentwicklung für Kenndaten zum Klimaschutz im Energiebereich. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2016.
- [398] Methodology European Energy Efficiency Scoreboard. Grenoble: Enerdata, 2020.
- [399] Klassifikation der Wirtschaftszweige - Mit Erläuterungen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2008.
- [400] Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen - Ausgabe 1993. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2001.
- [401] Systematik der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen - Ausgabe 1979. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 1992.
- [402] Klassifikation der Wirtschaftszweige - Ausgabe 2003; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2003 (überarbeitet: 2016).
- [403] Gegenüberstellungen WZ 2003-WZ 93; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2003 (überarbeitet: 2016).
- [404] Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe: Deutschland, Monate, Original- und bereinigte Daten, Wirtschaftszweige (2-4-Steller Hierarchie) – 1991 bis 2021: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>; Wiesbaden: Destatis, statistisches Bundesamt, 2021.
- [405] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Zellstoff, Holzstoff, Papier und Pappe erzeugende Industrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [406] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Kalk-, Gips- und Kreideindustrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [407] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Mühlen (ohne Ölmühlen)" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1997-04-03; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1997.

- [408] Lind, Tom: Planning and Execution of Pulp and Paper Investment Project - Lecture 3: Time, Cost, Resource Management. In: Aalto University - School of Chemical Technology; Helsinki: Pöyry Oy, 2015.
- [409] Arpiainen, Vesa et al.: Report on optimisation opportunities by integrating torrefaction into existing industries. Finland: VTT, 2014.
- [410] Lochner, Stefan: Interview - Parameter zum Luftzerlegungsprozess; Interview, geführt von Metzger, Konstantin; online: Linde AG, 2021
- [411] Analytische Chemie - Bestimmung physikalischer Eigenschaften. Hürth: LD DIDACTIC GmbH, 2017.
- [412] Springmann, Helmut: Auslegung moderner Tieftemperatur-Anlagen zur Gewinnung von Sauerstoff, Stickstoff und Edelgasen. In: Chemie Ingenieur Technik Nr. 21/1974. Frankfurt/Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., 1974. DOI: 10.1002/cite.330462102
- [413] Benedix, Roland: Bauchemie - Einführung in die Chemie für Bauingenieure und Architekten; 5., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Leipzig: Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK Leipzig), 2011.
- [414] Falcke, Heino et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Large Volume Organic Chemicals. Luxembourg: JRC Science for Policy Report, 2017.
- [415] Referenzdokument über die besten verfügbaren Techniken für die Herstellung von Polymeren. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2006.
- [416] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Glaserzeugende Industrie (Flachglas, Hohlglas und Glasfaser)" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [417] Fleischmann, B.: Neuer Ansatz zur Bilanzierung des Energieeinsatzes bei der Glasherstellung und der Versuch der geschlossenen Darstellung von Kennzahlen aus der Produktionstechnik und aus statistischen (Wirtschafts-) Daten. Offenbach am Main: Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG), 2018.
- [418] Anonym: Telefonat - Prozesskosten Feuerfestkeramik; Interview, geführt von Fink, Vera; Neunkirchen am Sand: Anonym, 2021
- [419] Schwiete, H. et al.: Berechnung der Nutzwärme von keramischen Scherben. In: Berichte der Deutschen Keramischen Gesellschaft 33/1956. Köln: Deutsche Keramische Gesellschaft e.V., 1956.
- [420] Unser Weg ins Jahr 2050 - Fahrplan der Keramikindustrie. Brussels: Cerame-Unie - The European Ceramic Industry Association, 2013.
- [421] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Feinkeramische Industrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1996-10-15; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1996.
- [422] Krause, Klaus: Telefonat - Prozesskosten Haushalts- und Sanitärkeramik; Interview, geführt von Fink, Vera; Selb: Rosenthal GmbH, 2021
- [423] Kaiser, Sybille: Telefonat - Prozesskosten technische Keramik; Interview, geführt von Fink, Vera; Hermsdorf: Porzellanfabrik Hermsdorf GmbH, 2021

- [424] Schorcht et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide - Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Sevilla: European Commission Joint Research Centre, 2013
- [425] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Zementindustrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [426] Hersteller von Plasmasystemen und -Anlagen für die petrochemische und chemische Industrie - Hersteller von Plasmavergasungs- und Schmelzwerken zur Verarbeitung aller Arten von Abfällen und zur Abwasseraufbereitung. Berlin: PLAZARIUM GmbH, 2022.
- [427] Merkblatt über die Besten Verfügbaren Techniken in der Zement-, Kalk und Magnesiumoxidindustrie. Dessau: Umweltbundesamt, 2010.
- [428] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Ziegelindustrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1997-03-18; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1997.
- [429] Wörtler, Martin et al.: Steel's contribution to a low-carbon Europe 2050 - Technical and economic analysis of the sector's CO₂ abatement potential. Boston: The Boston Consulting Group (BCG), Steel Institute (VDEh), 2013
- [430] Fruehan, R. et al.: Theoretical Minimum Energies to Produce Steel for Selected Conditions. Pittsburg: U.S. Department of Energy Office of Industrial Technologies, 2000.
- [431] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Eisen-, Stahl- und Tempergießereien" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1998-01-08; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1998.
- [432] Vogl, Valentin et al.: Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. In: Journal of Cleaner Production 203 (2018) 736-745. Lund, Schweden: Lund University, 2018. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.08.279
- [433] HISARNA: Bahnbrechend für die Stahlindustrie. London: TATA STEEL, 2020.
- [434] Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. Stockholm: Material Economics, 2019.
- [435] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Schrott- und Abbruchwirtschaft" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [436] Anonym: Telefonat - Prozesskosten Walzstahl; Interview, geführt von Fink, Vera; Salzgitter: Anonym, 2021
- [437] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "NE-Metallhalbzeugindustrie (NE-Metallhalbzeugwerke und NE-Metallgießereien)" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [438] Quinkertz, Rainer: Optimierung der Energienutzung bei der Aluminiumherstellung . Dissertation. Herausgegeben durch die Rheinisch-Westfälische Technischen Hochschule Aachen, geprüft von Kugeler, K. und Friedrich, B. und Barnert, H.: Aachen, 2002.
- [439] Rahn, R.; Saller, A.; Matula, F.; Layer, G.: Ermittlung von Energiekennzahlen für Anlagen, Herstellungsverfahren und Erzeugnisse - Zielsetzung, Durchführung, Methodik, Kennzahlen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 1999

- [440] AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig "Feuerfeste und Steinzeugindustrie" (AO, EStG). Ausgefertigt am 1995-07-01; Berlin: Bundesministerium der Finanzen, 1995.
- [441] Donsbach, Frank: Interview - Elektroschmelzöfen für Aluminiumgießereien; Interview, geführt von Metzger, Konstantin; Online: Otto Junker GmbH, 2020
- [442] Telefonat - Prozesskosten Aluminiumwalzen; Interview, geführt von Fink, Vera; Hamburg: Anonym, 2021
- [443] Cusano, Gianluca et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Seville: Joint Research Centre (JRC), 2017.
- [444] Krüger, Hanns-Günter: Anlagenmanagement - Technik, Betriebswirtschaft und Organisation. Berlin, Heidelberg, Budapest: Springer-Verlag, 1995.
- [445] Schneider, Patrick: Telefonat - Nutzungsdauer Kupferdrahtanlage; Interview, geführt von Fink, Vera; Mönchengladbach: SMS group GmbH, 2021
- [446] Merkblatt über die Besten Verfügbaren Techniken in der Keramikindustrie. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2007.
- [447] Bauer, Sonja et al.: Innovative Techniken: Festlegung von besten verfügbaren Techniken (BVT) in Europa für die Bereiche der Keramikindustrie, Zementindustrie, Nahrungsmittelindustrie und in der chemischen Industrie - Teilvorhaben 1: Keramikindustrie. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.
- [448] Schneider, Martin et al.: Zementindustrie im Überblick 2019/2020. Berlin: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2019.
- [449] Schneider, Martin; Hirth, Gerhard: Tätigkeitsbericht 2012 – 2015. Düsseldorf: Verlag Bau+Technik GmbH, 2015
- [450] Papier 2016 - Ein Leistungsbericht. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V., 2016
- [451] Papier 2017 - Ein Leistungsbericht. Bonn: Verband Deutscher Papierfabriken e.V., 2017.
- [452] Mantau, Udo: Holzrohstoffbilanz Deutschland - Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung von 1987 bis 2015. Hamburg, 2012.
- [453] Ressourceneffizienz. In: <https://www.kalk.de/nachhaltigkeit/ressourceneffizienz/>. (Abruf am 2021-07-05); Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V., 2021.
- [454] Schwärzer, M.; Lilleike, J.; Köhler, D.; Hutter, C.: Ganzheitliche Bilanzierung von Grundstoffen und Halbzeugen - Teil II: Baustoffe. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 1999
- [455] Bericht zu den 7 Leitlinien der deutschen Kalkindustrie - Kalk - die nachhaltige Lebensgrundlage. Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V., 2017.
- [456] Auszug Ofenumfrage Kalbverband; Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK), 2018.
- [457] Kylili, Angeliki et al.: EcoHestia: A comprehensive building environmental assessment scheme, based on Life Cycle Assessment. Nicosia: Frederick University, 2017.

- [458] Produktionsmenge Ziegelindustrie 2015; Berlin: Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V., 2018.
- [459] Hübner, Tobias et al.: Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor - Branchensteckbrief der Keramikindustrie. Stuttgart, München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, 2019.
- [460] Meijer, K et al.: Hlsarna Pilot Plant Project. Netherlands: Tata Steel, 2011.
- [461] van der Stel, Jan: STAHL 2013 - Stahl in Bewegung "Der Beitrag von Stahl für ein kohlenstoffarmes Europa". In: STAHL 2013; Düsseldorf: TATA STEEL, 2013.
- [462] Chemiewirtschaft in Zahlen 2019. Frankfurt am Main: Verband der chemischen Industrie, 2019.
- [463] Fact Sheet - Steel and raw materials. Brussels: Worldsteel Association, 2021.
- [464] Munster, Frank: Rotschlamm: Reststoff aus der Aluminiumoxidproduktion - Ökologischer Rucksack oder Input für Produktionsprozesse. Kassel: Kassel University Press GmbH, 2007
- [465] Ausfelder, Florian et al.: Optionen für ein Nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien - Herausforderungen - Potenziale - Methoden - Auswirkungen. Frankfurt am Main: DECHEMA e.V., 2018.
- [466] Klöpffer, Prof. Dr. Walter: Environmental Profile Report for the European Aluminium Industry - April 2013- Data for the year 2010. Brussels: European Aluminium, 2013
- [467] Rauh, Stefan; Heißenhuber, Alois: Nahrung vs. Energie – Analyse der Konkurrenzbeziehungen in: Vortrag anlässlich der 48. Jahrestagung der GEWISOLA „Risiken in der Agrar- und Ernährungswirtschaft und ihre Bewältigung“ Bonn, 24. – 26. September 2008. Bonn: Technische Universität München - Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaues, Wissenschaftszentrum Weihenstephan, 2008.
- [468] DG Agri Dashboard: Dairy Products. In: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/food-farming-fisheries/farming/documents/dashboard-dairy_en.pdf. (Abruf am 2021-08-02); Brüssel: European Commission, Agriculture and Rural Development, 2021.
- [469] MIV-Geschäftsbericht 2019/20. Berlin: Milchindustrie-Verband e.V., 2020.
- [470] ZMB Dairy World - Marktinformation. In: <http://www.milk.de/pages/de/Marktinformation.htm>. (Abruf am 2021-07-28); Berlin: ZMB Zentrale Milchmarkt Berichterstattung GmbH, 2021.
- [471] Anfrage an DERA Preismonitor - Preisentwicklung Bentonit, Feldspat, Calciumcarbonat (201 -2018, monatlich); Berlin: Deutsche Rohstoffagentur (DERA), 2021 (überarbeitet: 2021).
- [472] Preisliste 28/14. Mainz: Beyer Baustoffhandelsgesellschaft mbH, 2014.
- [473] EUWID-Preisspiegel: Altpapier Frankreich - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [474] EUWID-Preisspiegel: Altpapier Großbritannien - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [475] EUWID-Preisspiegel: Altpapier Italien - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.

- [476] EUWID-Preisspiegel: Altpapier Polen (bis Mai 2019) - Mai. 2019. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2019.
- [477] Aktuelle Heupreise. In: <https://www.heupreis.de/>. (Abruf am 2022-01-18); Am Mellensee: Oliver Greifenberg, 2022.
- [478] Alibaba: Natriumsilikat. In: <https://german.alibaba.com/product-detail/sodium-silicate-silicate-industrial-grade-sodium-silicate-solution-1600318377075.html>. (Abruf am 2022-01-18); Hangzhou: Alibaba (China) Co., Ltd, 2022.
- [479] EUWID-Preisspiegel: Nadelrundholz Deutschland - 15.7.2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [480] EUWID-Preisspiegel: Sägerestholz Deutschland - 15.7.2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [481] EUWID-Preisspiegel: Natronlauge Westeuropa - 1. Quartal 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [482] Ballmert, Bernd: E-Mail - Großhandelspreise Industriechemikalien; Interview, geführt von Hübner, Tobias; Hamburg: HELM AG, 2022
- [483] Behandlungspreise für Siedlungsabfälle in MVA und MBA Deutschland - Jun. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [484] Pardo, Nicolás et al.: Prospective scenarios on energy efficiency and CO2 emissions in the European Iron & Steel industry. Netherlands: European Commission, 2018.
- [485] EUWID-Preisspiegel: Native Stärken Westeuropa - 3. Quartal 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [486] Products: Aluminium Fluoride. In: https://www.made-in-china.com/products-search/hot-china-products/Aluminium_Fluoride_Price.html. (Abruf am 2019-08-22); Nanjing: Focus Technology Co. Ltd., 2019.
- [487] EUWID-Preisspiegel: Pressepapiere Deutschland - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [488] EUWID-Preisspiegel: Grafische Papiere Deutschland - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [489] EUWID-Preisspiegel: Verpackungspapiere Deutschland. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [490] EUWID-Preisspiegel: Kraftsackpapier Deutschland - 3. Quartal 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [491] EUWID-Preisspiegel: Hüsenkarton Deutschland - 25.6.2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [492] EUWID-Preisspiegel: Faltschachtelkarton Deutschland - Jul. 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [493] EUWID-Preisspiegel: Briefumschlag- und Versandtaschenpapiere Deutschland - 1. Quartal 2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.

- [494] EUWID-Preisspiegel: Stahlschrott Deutschland. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [495] Merkblatt über Beste Verfügbare Techniken in der Gießereiindustrie. Dessau: Umweltbundesamt, 2004.
- [496] Wasserkosten der Unternehmen steigen – bei großen Unterschieden zwischen Kommunen. In: <https://www.ihk-limburg.de/servicemarken/presse/Pressemitteilungen/wasserkosten-der-unternehmen-steigen/4117422>. (Abruf am 2021-08-02); Limburg: Industrie- und Handelskammer Limburg, 2018.
- [497] Vasters, Jürgen et al.: Aluminium - Informationen zur Nachhaltigkeit. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2020.
- [498] Propan monatlicher Preis - Euro pro Gallone. In: <https://www.indexmundi.com/de/rohstoffpreise/?ware=propan&monate=120&wahrung=eur>. (Abruf am 2021-08-03); Charlotte, North Carolina: IndexMundi, 2021.
- [499] Piering Fasspech durchsichtig, 500g. In: <https://www.drechselbedarf-schulte.de/oberflaechenbearbeitung/versiegelungen/5088/piering-fasspech-durchsichtig-500g>. (Abruf am 2022-01-18); Geeste-Groß Hesepe: Drechselbedarf K. Schulte, 2022.
- [500] Methanol-Kontraktpreis gibt erstmals wieder nach - Methanex hat Posted Preis fortgeführt / Kaum veränderte Spotpreise. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [501] Großhandelsankaufpreise für Almetalle - 14.7.2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [502] Handelspreise für Alu-Gusslegierungen. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [503] Products: copper concentrate. In: https://www.alibaba.com/showroom/copper+concentrate.html?fsb=y&IndexArea=product_en&CatId=&SearchText=copper+concentrate&isGalleryList=G. (Abruf am 2019-08-22); Hangzhou: Alibaba (China) Co., Ltd, 2019.
- [504] Ivana, Granic: E-Mail - Großhandelspreise Grundchemikalien; Interview, geführt von Hübner, Tobias; München: Brenntag GmbH, 2022
- [505] Sio2 Sand für den Bau. In: <https://german.alibaba.com/p-detail/Sio2-Sand-for-Construction-Silica-Buyer-1600202232035.html>. (Abruf am 2022-02-16); Hangzhou: Alibaba, 2022.
- [506] Reinecke, Dietmar: Preisliste: Chemikalien und Reagenzien. Darmstadt: Laborfachgeschäft, 2021.
- [507] Industriepreise für Edelmetalle - 15.7.2021. Gernsbach: EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, 2021.
- [508] Eckpunkte für Klimaschutzprogramm 2030. Ausgefertigt am 2019-09-20; Berlin: Bundesregierung, 2019.

- [509] Aussteller und Produkte auf der Paperworld 2020 - ungestrichene Briefumschlag- und Versandtaschenpapiere. In: https://paperworld.messefrankfurt.com/frankfurt/de/ausstellersuche.detail.html/mosaico-srl/mf_bata_0066895323.html. (Abruf am 2021-05-18); Frankfurt am Main: Messe Frankfurt Exhibition GmbH, 2020.
- [510] Suhr, Michael u. a. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Luxembourg: Europäische Kommission, 2015
- [511] Currás, Tabaré Arroyo: Barriers to investment in energy saving technologies - Case study for the energy intensive chemical industry in the Netherlands. Utrecht: Faculty of Geoscience, Universiteit Utrecht, 2010.
- [512] Brinkmann, Thomas; Santonja, Germán Giner; Schorcht, Frauke; Roudier, Serge; Sancho, Luis Delgado: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Chlor-alkali. Sevilla: Joint Research Centre of the European Commission, 2014.
- [513] Ren, Tao et al.: Energy efficiency and innovative emerging technologies for olefin production. Utrecht: Department of Science, Technology and Society, Faculty of Chemistry, Utrecht University, 2014.
- [514] Ren, Tao et al.: Olefins from conventional and heavy feedstocks: Energy use in steam cracking and alternative processes. Utrecht: Department of Science, Technology and Society, Faculty of Chemistry, Utrecht University, 2006.
- [515] Steurer, Martin; Klemp, Nikolai; Hufendiek, Kai; Baumgart, Bastian; Steinhausen, Burkhard: Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland. Aachen: Trianel GmbH, 2015
- [516] Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC): Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Ammonia, Acids and Fertilisers. Brüssel: Europäische Kommission, 2007.
- [517] Rafiqul, Islam et al.: Energy efficiency improvements in ammonia production - Perspectives and uncertainties. Stuttgart: Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER), University of Stuttgart, 2005.
- [518] The Institute for Industrial Productivity: Ammonia. In: <http://ietd.iipnetwork.org/content/ammonia#technology-resources>. (Abruf am 2018-05-17); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6zUD4WSUv>); Paris: The Institute for Industrial Productivity, Industrial Efficiency Database, 2018.
- [519] Thakur, R.K. et al.: Static Mixers in the Process Industries - A Review. Aubièrre, New Dehli, Troy: Laboratoire de Génie Chimique et Biochimique, Université Blaise Pascal, 2003. DOI: 10.1205/026387603322302968
- [520] Meechoowas, Ekarat; Tapasa, Kanit; Jitwatcharakomol, Tepiwan: Alternative Soda-lime Glass Batch to Reduce Energy Consumption in: Key Engineering Materials Vol. 545 (2013). Zürich, Switzerland: Trans Tech Publications, 2013. DOI: 10.4028/www.scientific.net/KEM.545.24
- [521] Shalygina, O. V. et al.: Increasing the Energy Efficiency of Container-Glass Production by Using Mineral Raw Materials in: Glass and Ceramics (2016, Volume 73, Issue 5). Heidelberg: Springer International Publishing AG, 2016. DOI: 10.1007/s10717-016-9849-0

- [522] Worrell, Ernst; Galitsky, Christina; Masanet, Eric; Graus, Wina: Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for the Glass Industry - An ENERGY STAR Guide for Energy and Plant Managers. Berkeley, Kalifornien: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Lab, 2008
- [523] Overgaag, Martijn; Harmsen, Robert; Schmitz, Andreas: Industry & refineries sector - Sectoral Emission Reduction Potentials and Economic Costs for Climate Change (SERPEC-CC). Utrecht, NL: Ecofys, 2009
- [524] Dolianitis, Ioannis et al.: Waste heat recovery at the glass industry with the intervention of batch and cullet preheating in: Thermal Science (2016, Vol. 20). Belgrade: Vinča Institute of Nuclear Sciences, 2016. DOI: 10.2298/TSCI151127079D
- [525] Huang, Richard et al.: Oxy-fuel glass melting trends in Asia. Detroit, Michigan, USA: Air Products and Chemicals, Inc, 2017
- [526] Pfeifer, Herbert et. al.: Energieeffizienz und Minderung des CO₂-Ausstoßes durch Sauerstoffverbrennung - Energy efficiency and decrease of CO₂ by oxyfuel combustion in: Stahl und Eisen 129 (2009). Düsseldorf: Stahleisen GmbH, 2009
- [527] Brunke, Jean-Christian; Blesl, Markus: Energy conservation measures for the German cement industry and their ability to compensate for rising energy-related production costs in: Journal of Cleaner Production. Amsterdam: Elsevier, 2014. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.06.074
- [528] Blesl, Markus; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie in: Springer Verlag. Berlin Heidelberg: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Forschung und Innovation, Karlsruhe, 2013.
- [529] Sprecher, Marten (Stahlinstitut VDEh): Experteninterview am 02.03.2017 - CO₂-Verminderung in der Stahlindustrie. München: FfE GmbH, 2017
- [530] Projektdokumentation 2014 - Modernisierung Pfannen- und Verteilerfeuer. Meitingen: Lech-Stahlwerke GmbH, 2015
- [531] Nowicki, Cassandre; Gosselin, Louis: An Overview of Opportunities for Waste Heat Recovery and Thermal Integration in the Primary Aluminum Industry in: JOM - The Journal of The Minerals, Metals & Materials Society (TMS) (Volume 64, Issue 8). New York, USA: Springer US, 2012. DOI: 10.1007/s11837-012-0367-4
- [532] Hauck, Heribert (Trimet Aluminium SE): Experteninterview am 10.03.2017 - CO₂-Verminderung bei der Herstellung von Primäraluminium. München: FfE GmbH, 2017
- [533] Gerhardt, Norman et al.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Endbericht. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES), 2015.
- [534] Bücken, Manuela et al.: Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt. Berlin/Aldenhoven: Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, 2017.
- [535] IKZ: Wärmepumpen für Industrie und Gewerbe. In: IKZ-Fachplaner Heft April 2009. Arnberg: Strobel Verlag, 2009.
- [536] Lambauer, J.; Fahl, U.; Ohl, M.; Blesl, M.; Voß, A.: Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2008

- [537] Dialog klimaneutrale Wärme - Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2021.
- [538] Marsidi, Marc: Technology Factsheet - Electric Industrial Boiler. Delft: TNO, 2018.
- [539] Mollenhauer, Eike: Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung. Berlin: Technische Universität Berlin, 2019.
- [540] Müsgens, Felix et al.: Nutzungsmöglichkeiten, Wirtschaftlichkeit und rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen von Power-to-Heat-Systemen im Kontext der Energiewende - Schlussbericht. Cottbus: Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, 2015.
- [541] Elektrodenkessel - Technische Daten. In: <http://www.vapex.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/technische-daten/>. (Abruf am 2021-10-28); Glattbrugg: VAPEC AG, 2021.
- [542] PyroGenesis Successfully Completes 900-kW Plasma Torch Factory Acceptance Testing; Receives Payments Totaling \$936,000; Torch Shipped to Sweden. In: <https://stockdaymedia.com/biotech/pyrogenesis-successfully-completes-900-kw-plasma-torch-factory-acceptance-testing-receives-payments-totaling-936000-torch-shipped-to-sweden/>. (Abruf am 2019-11-04); Phoenix: Stock Day Media, 2019.
- [543] Sauer, Alexander et al.: Energieflexibilität in der deutschen Industrie - Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart: Fraunhofer IPA und EEP, 2019. ISBN 978-3-8396-1479-2.
- [544] 250kg Induction Melting Furnace 300kg Induction Furnace Price. In: <https://ac-dc-motor-furnace.en.made-in-china.com/product/bjmJHuXKCokp/China-250kg-Induction-Melting-Furnace-300kg-Induction-Furnace-Price.html>. (Abruf am 2019-11-04); Nanjing (Jiangsu): Focus Technology Co. Ltd., 2019.
- [545] Lupi, Sergio: Fundamentals of Electroheat - Electrical Technologies for Process Heating. Padua: University of Padua, 2017.
- [546] Bosse, Manuel et al.: Ermittlung von branchenspezifischen Potentialen zum Einsatz von erneuerbaren Energien in besonders energieintensiven Industriesektoren am Beispiel der Gießerei-Industrie. Düsseldorf: IfG Institut für Gießereitechnik gGmbH, 2013.
- [547] Was ist Induktionserwärmung?. Reichenbach: Inductoheat Europe GmbH, 2015.
- [548] Dötsch, Erwin: Induktionsofentechnologie und Energieeffizienz. In: Gießerei 06/2011. Düsseldorf: BDG-Redaktion, 2011.
- [549] Baake, Egbert: Grundlagen und Anwendungen elektrothermischer Verfahren - Folge 4: Induktives Schmelzen. In: elektrowärme international Heft 4/2009 Dezember. Hannover: Institut für Elektroprozessertechnik, Leibniz Universität Hannover, 2009.
- [550] Schabbach, Thomas et al.: Energie - Den Erneuerbaren gehört die Zukunft. Nordhausen: Hochschule Nordhausen, 2020.
- [551] Jagnow, Kati; Wolff, Dieter: Überblick Heizkessel in: Der Energieberater. Köln: Verlag Deutscher Wirtschaftsdienst, 2003

- [552] Technologie-Broschüre - Öl-/Gas-Heizkessel und Niederdruck-Heißwassererzeuger bis 22 MW. Allendorf (Eder): Viessmann Deutschland GmbH, 2020.
- [553] Heizen mit Öl - Die Ölbrennwertheizung - effiziente, zukunftssichere Technologie mit 98 Prozent Wirkungsgrad. Allendorf: Viessmann, 2010.
- [554] Wünsch, Marco et al.: Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung - Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- [555] Leitfaden feste Biobrennstoffe. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende-Rohstoffe e. V. (FNR), 2014.
- [556] Hackschnitzelheizungen - Marktübersicht. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende-Rohstoffe e. V. (FNR), 2017.
- [557] Strbac, Goran et al.: Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways. London: Imperial Collage London, 2018.
- [558] Töpler, Johannes et al.: Wasserstoff und Brennstoffzelle - Technologien und Marktperspektiven - 2., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin, Esslingen, Stralsund: Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DWV), 2017.
- [559] Blum, Ludger: Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Forschungszentrum Jülich GmbH, 2017.
- [560] Schopf, Norbert: Interview - Wasserstoffbrenner; Interview, geführt von Fink, Vera; Bremen: Saacke GmbH, 2021
- [561] Schneider, Clemens et al.: klimaneutrale Industrie - Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Berlin: AGORA Energiewende, 2020.

10 Anhang

Der Anhang fasst ergänzende Inhalte, Daten und Methoden zusammen und vereinfacht es Interessensgruppen damit, auf die Dissertation aufzusetzen.

10.1 Anhang A: Ergänzende Beschreibung spezieller methodischer Ansätze

Der Abschnitt legt weitere, spezielle methodische Ansätze und Formeln offen, welche in die Ausarbeitung der Dissertation einfließen.

Ökonomische Nutzungsdauer

Die Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer beruht auf typischen Abschreibungszeiträumen und unterscheidet drei Abschreibungskategorien: Gebäude, Maschinen und immaterielle Vermögensgegenständen (z. B. Patente). Mit den Tabellen „Abschreibungen für Aufwendungen (AfA)“ veröffentlicht das BMF gebäude- und maschinentypische Abschreibungszeiträume je Industriezweig [137]. Der Abschreibungszeitraum immaterieller Vermögensgegenstände entstammt [349].

Im Gegensatz zu den immateriellen Vermögensgegenständen subsumieren die Kategorien „Gebäude“ und „Maschinen“ mehrere Gebäude- und Maschinentypen, welche den Prozessen zunächst zugeordnet und anschließend über ihre Abschreibungszeiträume gemittelt werden. Die ökonomische Nutzungsdauer selbst berechnet sich anhand des gewichteten Mittels der drei übergeordneten Kategorien. Als Gewichtungsfaktor dienen Investitionsanteile je Kategorie. Das statistische Bundesamt unterteilt die Investitionen im verarbeitenden Gewerbe in Grundstücke mit Bauten, Grundstücke ohne Bauten und Maschinen [135], veröffentlicht jedoch keine Daten zu den immateriellen Vermögensgegenstände. Börsennotierte Konzerne hingegen legen Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und das gesamte Anlagevermögen offen, woraus sich der Anteil immaterieller Vermögensgegenstände am Anlagevermögen ableitet. Formel (10-1) berechnet anhand der Anteile immaterieller Vermögensgegenstände und den Investitionen des statistischen Bundesamts den Absolutwert immaterieller Vermögensgegenstände.

$$C_{im} = C_{inv, gm} \cdot \left(\frac{1}{1 - pt_{im}} - 1 \right) \quad (10-1)$$

C_{im}	(€) Wert immaterieller Vermögensgegenstände	pt_{im}	(dl) Anteil immaterieller Vermögensgegenstände am Anlagevermögen
$C_{inv, gm}$	(€) Investitionen in Grundstücke mit und ohne Bauten sowie in Maschinen, Destatis		

Grundstücke verschleifen nicht und werden demgemäß nicht abgeschrieben. Demzufolge sind die Investitionen in Gebäude aus den „Investitionen in Grundstücke mit Bauten“ zu extrahieren. Hierzu wird der durchschnittliche Preisanteil von Gebäuden an „Grundstücken und Gebäuden“ zwischen 2001 und 2019 nach [354], [355], [356], [357] berechnet und mit den Investitionen in „Grundstücke mit Bauten“ multipliziert [135]. Die Anteile der Kategorien „Gebäude“, „Maschinen“ und „immaterielle Vermögensgegenstände“ an den Gesamtinvestitionen ergeben sich schließlich durch die Division der absoluten Investitionen je Kategorie durch deren Summe. Das gewichtete Mittel aus Investitionsanteil und dem Mittelwert des Abschreibungszeitraums je Kategorie ergibt die ökonomische Nutzungsdauer.

Tabelle 10-1 beschreibt die Heuristik vereinfacht am Beispiel der Milchproduktion.

Tabelle 10-1: Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer, Beispiel Milchproduktion

	Kategorie	Anteil der Kategorie (dl)	Quellen	Spezifizierung	Abschreibungszeitraum in (a)	Quellen	Gewichtetes Mittel (a)	
Milchproduktion	Bauten	0,10	Eigene Berechnung & Bundesamt für Statistik ¹	Wirtschaftsgebäude	29		2,9	
	Maschinen, Prozesse	0,81	Eigene Berechnung & Bundesamt für Statistik ¹	Becherabfüllmaschinen	6	AfA-Tabellen, BMF ³	5,99	
				Tankmilchabgabe	6			
	Maschinen, Querschnitt				Rührwerke mit Motor	4		
					Zentrifugen	8		
Immaterielle Vermögen	0,09	Eigene Berechnung, Bundesamt für Statistik ¹ & Konzernberichte ²	Allgemein immaterielle Güter	5		Haufe Verlag, [349]	0,45	
Ökonomische Nutzungsdauer, Summe, gerundet:							9	

¹[135], [356], [358], [354], [355]

²[359], [360], [361], [362], [363], [364], [365], [366], [367], [368], [369], [370], [371], [86], [372], [373], [374], [375], [376], [87]

³[377], [378], [379]

Die aufwändige Erhebung und Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer beschränken sich auf Produktionsprozesse. Für Technologien und Maßnahmen wird vereinfachend angenommen, dass die ökonomische Nutzungsdauer der Hälfte der technischen Nutzungsdauer entspricht [58].

Segmentierung des Anlagenbestands nach Anlagenalter

Daten zu dem nach Alter segmentierten Anlagenbestand industrieller Produktionsprozesse, Technologien und Maßnahmen liefern [32], [58] und [83]. In Kombination mit der technischen Nutzungsdauer der Modellkomponenten ermöglichen es die Literaturdaten, den nach Alter segmentierten Anlagenbestand abzuleiten. Anstatt der „echten“ Investitionen in Anlagen nutzen die Datensätze meist Produktionsmengen oder -kapazitäten, um den jahresspezifischen Anlagenbestand abzubilden. Ziel ist es, die Anlageninvestitionen prozentual vom ersten Basisjahr des Modells (2015) rückwirkend über den Zeitraum der technischen Nutzungsdauer (z. B. 30 Jahre) zu verteilen (z. B. Zeitraum: 1986 - 2015).

Dazu verwendet die Datenaufbereitung eine Heuristik, welche alle Investitionen vor dem Startwert (1986) des Zeitraums „natürlich“ reinvestiert. Wurde eine Anlage beispielsweise in 1975 erbaut und seitdem nicht erneuert, reinvestiert die Heuristik die Anlage bei einer technischen Nutzungsdauer von 30 Jahren in 2005. Verzeichnet der Datensatz Anlageninvestitionen nach 2015, rechnet die Heuristik die Investition umgekehrt auf die in der Vergangenheit liegende letzte Erneuerung zurück (z. B. von 2017 auf 1987). Das beschriebene Vorgehen gilt für die in [58] und [32] ausgewiesenen Investitionsanteile (Fall 1).

Die Forschungsarbeit [83] hingegen erhebt ortsscharfe Investitionen mittels Experteninterviews. Es ist folglich von einer hohen Datengenauigkeit auszugehen. Demgemäß liegt der Schluss nahe, dass im Betrachtungszeitraum von [83] (Vergangenheit bis 2013), neben den angegebenen, keine weiteren Investitionen stattfinden. In der Vergangenheit liegende Investitionen außerhalb des Betrachtungszeitraums dieser Dissertation werden deshalb zum frühestmöglichen Zeitpunkt nach 2013 gesammelt reinvestiert (Fall 2). Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die bereits veralteten Anlagen dringend auszutauschen sind.

Das Investitionsjahr richtet sich in beiden Fällen nicht zwangsläufig nach dem Zeitpunkt des Neubaus, sondern vielmehr nach dem Zeitpunkt der letzten großen Modernisierung der Anlage (vgl. [83]). Zuletzt berechnet die Heuristik die prozentuale Verteilung des homogenisierten und nach Alter segmentierten Anlagenbestands. Das Ergebnis geben Tabelle 10-34, Tabelle 10-35 und Tabelle 10-36 in Abschnitt 10.4.2 wieder.

Die Fortschreibung des nach Alter segmentierten Anlagenbestands in den Basisjahren (2015 - 2018) erfolgt nach dem „First In, First Out“-Prinzip (FIFO) [5], [143]. Als Umsetzungsparameter nutzen die Formeln in (10-2), (10-3), (10-4) und (10-5) die Produktionsmenge. Die Funktionsweise unterscheidet sich ggü. anderen Umsetzungsparametern jedoch nicht. Um den nach Alter segmentierten Anlagenbestand fortzuschreiben, ist eine Fallunterscheidung in Abhängigkeit des Vorzeichens der *Bestandsdifferenz zum Vorjahr* vorzunehmen. Bei positiver Differenz gelten die Formeln (10-2) und (10-3). [5]

$$m_{t,1} = m_{t-1,nd_t} + \Delta m_t \quad (10-2)$$

$$m_{t,a} = m_{t-1,a-1} \text{ mit } a = \{2 \dots nd_t\}, a \in \mathbb{N} \quad (10-3)$$

$m_{t,1}$	(t)	Produktionsmenge des nach Alter segmentierten Anlagenbestands an der Stelle 1, Zeitschritt t	m_{t-1,nd_t}	(t)	Produktionsmenge des nach Alter segmentierten Anlagenbestands, Anlagen am Ende der Nutzungsdauer (nd_t), Vorjahr (t-1)
$m_{t,a}$	(t)	Produktionsmenge des nach Alter segmentierten Anlagenbestands, Anlagenalter a, Zeitschritt t	Δm_t	(t)	Differenz der Produktionsmenge zum Vorjahr (t-1)
nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer	$m_{t-1,a-1}$	(t)	Produktionsmenge des nach Alter segmentierten Anlagenbestands, Anlagenalter a-1, Vorjahr (t-1)
a		Index, Alter des Anlagenbestands			

In den Basisjahren wird davon ausgegangen, dass die Anlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer in gleichem Maße durch neue Anlagen ersetzt werden. Folglich ergänzt sich die Reinvestition bei positiver Bestandsdifferenz zum Vorjahr durch eine zusätzliche Investition [5]. Zum Anlagenbestand des Vorjahres, welcher das Ende der Nutzungsdauer erreicht hat, addiert das Modell die positive Differenz des Anlagenbestands. Der Rest des Anlagenbestands altert um ein Anlagenjahr und verschiebt sich gemäß Formel (10-3).

Bei negativer Bestandsdifferenz gelten die Formeln (10-4) und (10-5). [5]

solange l erhöhen ($l = l + 1$), bis gilt:

$$l \text{ bestimmen: } \sum_{j=1}^l m_{t-1,a,j} \geq |\Delta m_t| \text{ mit } a = \{nd_t \dots 1\} \text{ und } \{a, l\} \in \mathbb{N} \quad (10-4)$$

$$\vec{m}_{hv,t} = m_{hv,t,b} = \begin{cases} 0 & nd_t - l + 1 > b \leq nd_t \text{ mit } b \in \mathbb{N} \\ \sum_{j=1}^l m_{t-1,a,j} + \Delta m_t & b = nd_t - l + 1 \\ m_{t-1,b} & 1 \leq b \leq nd_t - l \end{cases}$$

$$\vec{m}_t = m_{hv,t,z} \text{ mit } z = \{nd_t, 1 \dots nd_t - 1\}, z \in \mathbb{N} \quad (10-5)$$

\vec{m}_t	(t)	Vektor mit Produktionsmenge, nach Alter segmentierter Anlagenbestand, Zeitschritt t	$\vec{m}_{hv,t}$	(t)	Ergebnisvektor, Produktionsmenge, nach Alter segmentierter Anlagenbestand, Zeitschritt t
$m_{t-1,a,j}$	(t)	Produktionsmenge, Element j des nach den ältesten Anlagen sortierten Anlagenbestands (a), Vorjahr (t-1)	z	-	Index, Alter des Anlagenbestands
a	-	Index, nach Alter segmentierter Anlagenbestand, älteste Anlagen zuerst	$m_{t-1,b}$	(t)	Produktionsmenge, Element b des nach Alter segmentierten Anlagenbestands, Vorjahr (t-1)
Δm_t	(t)	Differenz der Produktionsmenge zum Vorjahr (t-1)	nd_t	(a)	Technische Nutzungsdauer
b	-	Index, abschnittsweise Definition des Ergebnisvektors	$\{j, l\}$	-	Zähl- und Laufvariablen
$m_{hv,t,b z}$	(t)	Element b bzw. z des Ergebnisvektors, Produktionsmenge, nach Alter segmentierter Anlagenbestand, Zeitschritt t			

Sinkt der Anlagenbestand, ist zunächst mittels FIFO-Prinzips der jeweilige altersabhängige Anlagenabgang zu bestimmen. Die Zählvariable l erhöht sich so lange, bis die Summe des Anlagenbestands je Anlagenalter mindestens dem Betrag der abziehenden Differenz entspricht. Dabei entnimmt der Algorithmus die ältesten Anlagen zuerst (FIFO-Prinzip). Die Formeln in (10-4) definieren den Ergebnisvektor schließlich

abschnittsweise. Analog zur positiven Differenz, „altern“ die Segmente des Ergebnisvektors um ein Jahr und verschieben sich gemäß Formel (10-5). [5]

Spezielle Methoden: Prozesse und prozessunspezifische Instanzen

Die Disaggregation der Wirtschaftszweige in Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ermöglicht es, beide Modellkomponenten unabhängig voneinander zu behandeln. Hierzu ist die Disaggregation des Energieverbrauchs, der Bruttowertschöpfung und den prozessbedingten Emissionen mittels verschiedener Heuristiken erforderlich.

Zur Disaggregation des Endenergieverbrauchs berechnet die Heuristik durch die Multiplikation des spezifischen Strom- und brennstoffscharfen Verbrauchs sowie der Produktionsmenge zunächst den energieträgerscharfen Verbrauch je Prozess. Anschließend aggregiert die Heuristik den Prozessenergieverbrauch je Wirtschaftszweig. Der Energieverbrauch des prozessunspezifischen Anteils je Wirtschaftszweig resultiert aus dem Strom- und Brennstoffverbrauch der Wirtschaftszweige abzüglich dem der Prozesse je Wirtschaftszweig [5]. Im Gegensatz zur Wirtschaftszweigebene verfügt die Prozessebene nicht über eine anwendungsscharfe Energieträgeraufteilung. Demzufolge ist der Wirtschaftszweigverbrauch zunächst zeitweilig um die Dimension der Anwendungen zu reduzieren (aggregieren) [5]. Ist der energieträgerscharfe, prozessunspezifische Verbrauch ermittelt, schlüsselt ihn die Heuristik mittels prozentualer Anwendungsverteilung je Energieträger und Wirtschaftszweig erneut auf die Anwendungen [5]. Um auch den Prozessenergieverbrauch anwendungsscharf aufzuteilen, nutzt die Heuristik die Anwendungsverteilung der verbleibenden Prozessverbräuche auf Wirtschaftszweigebene und projiziert sie unverändert auf die individuellen Prozesse je Wirtschaftszweig. Jedoch fehlen in den bestehenden Wirtschaftszweigen innovative Verfahren bislang. Um die Anwendungsaufteilung innovativer Verfahren abzuleiten, verwendet die Heuristik deshalb Analogien zu bestehenden Prozessen. Die elektrische Ethylenherstellung beispielsweise greift auf die Anwendungsaufteilung der konventionellen Ethylenherstellung zurück. Die bislang brennstoffbasierte Wärme elektrifiziert die Heuristik. Anhand exogener Anteile je Temperaturniveau disaggregiert das Modell zuletzt die prozessspezifische und prozessunspezifische Prozesswärme jeweils in fünf Temperaturniveaus⁴⁵ hauptsächlich nach den aufbereiteten Daten in [31], [93], [92]. [5]

Die Bruttowertschöpfung dient den prozessunspezifischen Instanzen als Aktivitätsgröße zur Bestimmung industrieller Parameter. Der Energieanteil fungiert als Schlüssel, um die Bruttowertschöpfung je prozessunspezifischer Instanzen anhand der Wirtschaftszweige und Prozesse in den Basisjahren zu bestimmen. Anschließend schreibt das Modell die Bruttowertschöpfung prozessunspezifischer Instanzen über die Änderungsrate der Bruttowertschöpfungsprojektion je Wirtschaftszweig fort (vgl. Formel (4-4)). Die Bruttowertschöpfung und der absolute Energieverbrauch dienen in den Basisjahren auch zur Berechnung des spezifischen Energieverbrauchs (MWh/€) je prozessunspezifischer Instanz. Das Modell verwendet den spezifischen Strom- und Brennstoffverbrauch wiederum als veränderlichen Skalierungswert in den Industrieszenarien, um den absoluten Energieverbrauch je prozessunspezifischer Instanz abzuleiten.

Im Gegensatz zu den energiebedingten Emissionen, welche sich bottom-up durch die Multiplikation spezifischer Emissionen (tCO₂/MWh) und des energieträgerscharfen Verbrauchs (MWh) berechnen, disaggregiert das Modell (Smlnd) die Prozessemissionen je Wirtschaftszweig. In einem ersten Schritt berechnet Smlnd die prozessbedingten Emissionen je Prozess anhand der Multiplikation von spezifischem Prozessemissionsfaktor (tCO₂/t) und Produktionsmenge (t) und aggregiert sie je Wirtschaftszweig. Im zweiten Schritt werden die prozessbedingten Emissionen der Prozesse auf Wirtschaftszweigebene von den Wirtschaftszweigen abgezogen. Die absoluten prozessbedingten Emissionen und die Bruttowertschöpfung

⁴⁵ Prozesswärme <100 °C, 100 - 200 °C, 200 - 500 °C, 500 - 1000 °C und >1000 °C

je prozessspezifischer Instanz dienen zur Berechnung spezifischer Prozessemissionen ($tCO_2/€$). Die spezifischen Prozessemissionen dienen wiederum als Skalierungswert in den Industrieszenarien, um die absoluten Prozessemissionen (tCO_2) je prozessspezifischer Instanz bottom-up anhand der veränderlichen Bruttowertschöpfungsprojektion (€) zu ermitteln.

Spezielle Methoden: Materialien und Massenbilanzen

Materialien detaillieren Produktionsprozesse und ermöglichen es damit, die energiewirtschaftliche Dimension industrieller Transformationspfade, um genutzte und erzeugte Stoffe zu erweitern. Die Datenaufbereitung exkludiert Edukte und Produkte je Prozess, welche einen geringeren Anteil als ein Prozent am homogenen Produkt des Prozesses aufweisen. Um Doppelbilanzierungen zu vermeiden, klammert die Datenaufbereitung die Eduktanteile aus, welche wie Koks zwar stofflich genutzt, jedoch bereits in der Energiebilanz berücksichtigt werden. Im Produktionsprozess anfallende Emissionen werden nicht als Material eingestuft. Die Materialien der Massenbilanzen sind abschließend prozessscharf zuzuordnen.

Um Materialien kostenoptimal kombinieren zu können, sind literarisch spezifische Kosten zu erheben (€/t). Mittels Experteninterviews erhobene Daten ergänzen literarisch fehlende Materialkosten. Die hohe Volatilität globaler Märkte führt zu hohen Unsicherheiten bei den Materialbeschaffungskosten.

Spezielle Methoden: Thermoprozessanlagen und Brenner

Der aktuelle Bestand an Thermoprozessanlagen und Brennern in der deutschen Industrie ist literarisch nicht verfügbar. Deshalb konstruiert eine Heuristik die „synthetische Referenz“. Die Konstruktion der synthetischen Referenz von Thermoprozessanlagen und Brennern je Wärmeanwendung veranschaulicht der Abschnitt anhand der Prozesswärme im Temperaturband kleiner 100 °C.

Neben den generischen Thermoprozessanlagen und Brennern erfolgt die Konstruktion der Referenz anhand des anwendungsscharfen Energieverbrauchs der ISI Anwendungsbilanz [134]. Die Aufteilung der Prozesswärme nach Temperaturniveau basiert auf [92], [93]. Im ersten Schritt fasst die Heuristik die Energieträger der ISI Anwendungsbilanz auf die Energieträger des Modells⁴⁶ zusammen, schlüsselt den Sekundärenergieträger Fernwärme auf die Primärenergieträger [169] und verteilt die sonstigen auf die verbleibenden konventionellen Gas- und Festbrennstoffe⁴⁷. Der zweite Schritt ordnet den energieträgerscharfen Verbrauch vorausgewählten, typischen Thermoprozessanlagen zu. Schritt 2 unterscheidet ungekoppelte und gekoppelte Wärmeerzeuger. Die Industriekessel und KWK-Anlagen nutzen die Brennstoffe „Kohle“, „Öl“, „Gas“ und „Biomasse“. Die nach [134] im Temperaturband kleiner 100 °C eingesetzte elektrische Energie wandeln Wärmepumpen sowie Elektrokessel in Wärmeenergie. Um den typischen Thermoprozessanlagen den Brennstoffverbrauch zuzuordnen, ist der KWK-Anteil in Schritt 3 zu ermitteln. Die Division von industrieller KWK-Nettowärmeerzeugung [380] und gesamter industrieller Wärmeerzeugung im Temperaturband unter 500 °C [134], [92], [93] ergibt den KWK-Anteil. Es liegt die Annahme zugrunde, dass die Industrie KWK-Anlagen bis zu 500 °C einsetzt [381].

Nachdem Schritt 2 und 3 den gekoppelten und ungekoppelten Wärmeerzeugern den energieträgerscharfen Verbrauch zugeordnet und deren prozentuale Anteile ermittelt hat, leitet Schritt 4 die technoökonomischen Parameter der synthetischen Referenz ab. Der gewichtete Mittelwert aus den technologiescharfen spezifischen Investitionen (€/kW_{th}) und den prozentualen Technologieanteilen (dl) bildet die spezifische Investition der Referenz. Gleichmaßen berechnet die Heuristik die spezifischen fixen Betriebskosten (€/kW_{th}). Den Nutzungsgrad ermittelt die Heuristik ebenso, jedoch unterteilt nach strom- und brennstoffbasierten Wärmeerzeugern. Eine Stromgutschrift dient zur Vergütung der Stromerzeugung von KWK-Anlagen. Die Stromgutschrift hängt vom Verhältnis der ausgekoppelten

⁴⁶ fossiles Öl, fossile Gase, fossile sonstige Gase, fossile Kohlen, biogene Brennstoffe, sonstige Brennstoffe, Strom

⁴⁷ fossiles Öl, fossile Gase, fossile Kohlen, biogene Brennstoffe

elektrischen zur thermischen Leistung ab (kW_{el}/kW_{th}). Zur Berechnung des Anteils teilt die Heuristik die elektrische durch die thermische Leistung und gewichtet sie anhand der prozentualen Technologieanteile. Die Ergebnisse der Heuristik zur Konstruktion der synthetischen Referenz zeigt Tabelle 10-58.

Einige Parameter der synthetischen Referenz, wie die Brennstoff- und Stromanteile, übernimmt das Modell endogen aus den aufbereiteten Energiedaten je Prozess und prozessunspezifischer Instanz. So ermittelt das Modell die spezifische thermische Energie (vgl. Formel (10-6)), den Strom- und Brennstoffanteil (10-7) sowie die absolute thermische Energie (10-8) je Anwendung. Die Formeln beziehen sich auf Produktionsprozesse, gelten aber gleichermaßen für prozessunspezifische Instanzen. Prozessunspezifische Instanzen bedienen sich jedoch anderer Umsetzungsparameter und Aktivitätsgrößen (vgl. Tabelle 4-2).

$$q_{aw,tp} = e_{st,aw,p} \cdot \zeta_{st,aw,tp} + e_{bs,aw,p} \cdot \zeta_{bs,aw,tp} \quad (10-6)$$

$$pt_{ast|abs,aw,tp} = \frac{e_{st|bs,aw,p}}{q_{aw,tp}} \quad (10-7)$$

$$Q_{aw,tp} = q_{aw,tp} \cdot m_p \quad (10-8)$$

$q_{aw,tp}$	(MWh/t)	Spezifische Wärmeerzeugung, je Anwendung, Thermoprozessanlage (TPA) (hier Referenz)	m_p	(t)	Produktionsmenge, Prozess
$pt_{ast abs,aw,tp}$	(dl)	Strom- bzw. Brennstoffanteil an Wärmeerzeugung, je Anwendung, TPA (hier Referenz)	$e_{st bs,aw,p}$	(MWh/t)	Spezifischer Strom- bzw. Brennstoffverbrauch, je Anwendung, Prozess
$Q_{aw,tp}$	(MWh)	Wärmeerzeugung, je Anwendung, TPA (hier Referenz)	$\zeta_{st bs,aw,tp}$	(dl)	Nutzungsgrad, Strom bzw. Brennstoff, je Anwendung, TPA (hier Referenz)

Anhand des absoluten Brennstoffverbrauchs berechnet das Modell darüber hinaus die Brennstoffverteilung nach Formel (4-2).

Spezielle Methoden: Maßnahmen

Eine mehrere Schritte umfassende Heuristik bereitet die prozessspezifischen Maßnahmen auf.

Schritt 1 sammelt die Prozessmaßnahmen anhand verschiedener Literaturdaten (hpts. [82] und [83]) und schließt mehrfach vorkommende aus. Ebenfalls aussortiert werden Maßnahmen, welche Technologien umfassen, die bereits in anderen Modellkomponenten Berücksichtigung finden. Beispielsweise sind Maßnahmen, welche den Materialeinsatz ändern und bereits im Materialmodul berücksichtigt sind, wegzulassen (z. B. erhöhter Flugasche und Hüttensandeinsatz). Thermoprozessanlagen und Brenner bilden selbständige Modellkomponenten. Deshalb sind Maßnahmen gleichfalls auszuklammern, welche die Substitution von Thermoprozessanlagen im Niedertemperaturbereich und Brennern im Hochtemperaturbereich vorsehen. Ausgenommen sind spezielle Brennertypen wie z. B. Regenerator- und Rekuperatorbrenner, die allein durch ihre Spezifikation und nicht durch den gewählten Brennstoff Energie einsparen. Maßnahmen außerhalb der definierten industriellen Bilanzgrenze sind gleichermaßen zu exkludieren. Beispielsweise werden Maßnahmen zur Dampfreformierung dem Bereitstellungs- und nicht dem Industriesektor zugeordnet. Der zweite Schritt greift auf die sich ergebende Maßnahmenliste zu, um zugehörige Maßnahmentechnologien abzuleiten. Prozessspezifische Maßnahmen umfassen stets zwei Maßnahmentechnologien. Um den Effekt sich gegenseitig beeinflussender Maßnahmentechnologien zu berücksichtigen, bilden sie gemeinsam mit Maßnahmen Bilanzräume (Schritt 3).

Prozessspezifische Maßnahmen weisen keinen konkreten Technologiebezug auf und verändern den anwendungsscharfen Energieverbrauch je prozessspezifischer Instanz. Die Datengrundlage zur Konstruktion bilden die in [82] enthaltenen Maßnahmen zu den Querschnittstechnologien.

In einem ersten Schritt werden die Maßnahmen aus [82] den nach [134] definierten Anwendungen des Modells zugeordnet. Der Anwendung „Beleuchtung“ werden beispielsweise die Querschnittsmaßnahmen

„Tausch Hochdruckentladungslampen gegen LED“, „Tausch Leuchtstoffröhren gegen LED“, „Beleuchtung, Steuerungstechnische Optimierung“ und „Optimierte Wärmeverteilung“ zugewiesen. Schritt 2 berechnet die Maßnahmenparameter. Der zweite Schritt multipliziert die in [82] ausgewiesene spezifische Energieeinsparung (MWh/n_{Betriebe}) mit dem Anwendungsfaktor (dl) und der Anzahl relevanter Betriebe (n_{Betriebe}) je Maßnahme, um die absolute Einsparung zu ermitteln. Ebenso ergeben sich die absoluten (€) aus den spezifischen Differenzinvestitionen ($€/n_{\text{Betriebe}}$). Die prozentuale Energieeinsparung je Anwendung errechnet sich schließlich mittels der Division von absoluter Einsparung und den in [82] ausgewiesenen Energieverbräuchen der Maßnahmen. Letztere entnimmt die Studie [82] der ISI Anwendungsbilanz [134]. Um neben den prozentualen auch die restlichen Parameter von Einzelmaßnahmenebene auf Anwendungsebene zu heben, berechnet die Datenaufbereitung den Mittelwert der spezifischen Differenzinvestition und der technischen Nutzungsdauer über die anwendungsbezogenen Maßnahmen. Schritt 3 ordnet die Maßnahmen den prozessunspezifischen Instanzen zu.

Die Maßnahmen gelten je prozessunspezifischer Instanz und Anwendung gleichermaßen. Eine 10-prozentige Energieeinsparung in der Beleuchtung ist demgemäß potenziell sowohl im Wirtschaftszweig „Grundstoffchemie“ wie auch in der Metallerzeugung zu erzielen. Insgesamt werden allen 8 Brennstoff- und 14 Stromanwendungen je prozessunspezifischer Instanz Maßnahmen zugeordnet.

10.2 Anhang B: Energiewirtschaftlicher und industrieller Rahmen

Der Abschnitt enthält relevante Bestandteile des energiewirtschaftlichen und industriellen Rahmens, auf dem die Modellierung industrieller Transformationspfade aufsetzt.

10.2.1 Ausgewählte Szenariendaten

Tabelle 10-2 fasst Rahmendaten der kostenoptimierten industriellen Szenarien zusammen.

Tabelle 10-2: Wichtige Rahmendaten der industriellen Szenarien

Industrielle Szenarienvorgaben, industrieller Bilanzraum		TM-KK					TM-KN					TM-KN-SA				
		2025	2030	2040	2045	2050	2025	2030	2040	2045	2050	2025	2030	2040	2045	2050
Emissionsrestriktion	(%-Minderung ggü. 1990)	45	58	58	58	58	45	58	88	100	100	45	58	88	100	100
Max. Biomasse	(TWh)	70	90	110	120	120	70	90	110	120	120	70	90	110	120	120
Max. synthetische Kohle	(TWh)	0	unbegrenzt				0	unbegrenzt				0	unbegrenzt			
Max. CO ₂ -Speicher- kapazität in DE	(MtCO ₂)	4	50	60	65	50	4	50	60	65	50	4	50	60	65	50

- TM-KK: Technologiemit, aber kein verstärkter Klimaschutz
- TM-KN: Technologiemit und Klimaneutralität
- TM-KN-SA: Technologiemit und Klimaneutralität, Sonderabschreibungen zugelassen

10.2.2 Energieträgerkosten

Die Energieträger des Verarbeitenden Gewerbes in den Zeilen 46 bis 59 der Energiebilanz [167] und die vordefinierten Energieträger des Modells fungieren als Basis, um die Energiekosten abzuleiten. Die verwendete Methode und Literatur beschreibt der folgende Abschnitt.

Um die Kosten für den Modellenergieträger „fossiles Öl“ zu ermitteln, sind Daten zum Rohöl, zum leichten und schweren Heizöl, zum Diesel und zum Raffineriegas zu erheben. Die Energiedaten des BMWi weisen die Rohölkosten (Grenzübergangspreise) zwischen 2015 und 2020 aus [288]. Die Methode schreibt die historischen Daten anhand der Änderungsrate (vgl. Formel (4-4)) des Projektionsberichts [287] bzw. der wissenschaftlichen Studie „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen (EPF-Studie)“ [291] zunächst bis 2040 [287] und anschließend bis 2050 [291] fort⁴⁸. Bei Heizöl, Diesel und Raffineriegas handelt es sich um verarbeitete Produkte, die in Raffinerien erzeugt werden. Um der makroökonomischen Perspektive des Modells zu entsprechen, sind die Mineralölpreise um die Unternehmensgewinne und Abgaben zu verringern. Die Preise für leichtes Heizöl und Diesel stammen vom MWV und liegen für die Jahre 2015 bis 2020 in monatlicher Auflösung vor [294], [295], [296], [297], [298], [293], [304], [305], [306], [307], [308], [309]. Aus makroökonomischer Perspektive beschränken sich die Kosten auf die vom MWV ausgewiesene Produktbeschaffung. Die Methode generiert jahresscharfe Werte, indem sie die Produktbeschaffungskosten anhand der Inlandsablieferungen je Monat gewichtet mittelt. Die Inlandsablieferungen gehen auf die monatlich veröffentlichten, amtlichen Mineralölstatistiken zurück (Tabelle 6.c) [299], [300], [301], [302], [292], [303]. Die Fortschreibung der Energieträgerkosten zwischen 2020 und 2050 erfolgt mittels der Änderungsrate der berechneten Rohölprojektion [287], [291], [288].

Da der MWV keine Preise für schweres Heizöl ausweist, entnimmt die Methode sie aus den gesammelten Energiedaten des BMWi (ohne Mehrwertsteuer) [288]. Die Energiedaten beschränken sich auf die Jahre 2015 und 2016 [288]. Um auch hier die verbleibenden Abgaben zu extrahieren, zieht die Methode die für

⁴⁸ Den Fortschreibungen dient stets das Jahr 2019 als Basis, um die energiewirtschaftlichen Folgen der COVID-19 Pandemie auf die Energieträgerkosten zu nivellieren.

schweres Heizöl gesetzlich festgelegte Mineralölsteuer (25 €/t, ~2,2 €/MWh) vom angegebenen Preis ab [382]. Abschließend sind die schweren Heizölpreise um den Unternehmensdeckungsbeitrag zu vermindern. Dafür überträgt die Methode den Anteil des Deckungsbeitrags vom leichten auf das schwere Heizöl. Der Deckungsbeitrag des leichten Heizöls geht aus dem um die Mineralöl- und Mehrwertsteuer verminderten Verbraucherpreis hervor. Um die Kosten des schweren Heizöls zwischen 2016 und 2050 fortzuschreiben, zieht die Methode ebenfalls die Änderungsrate der berechneten Rohölprojektion heran [287], [291], [288].

Der Sammelbegriff „Raffineriegas“ subsumiert mehrere Energieträger mit unterschiedlichen Kohlenstoffketten. Je nach Zielprodukt unterscheidet sich das als Koppelprodukt in Raffinerien anfallende Raffineriegas. Um die in der Literatur nicht vorhandenen, typischen Erzeugungskosten abzuschätzen, wird ein Raffinerieexperte interviewt [290]. Die über die Basisjahre hinausgehende Fortschreibung erfolgt ebenfalls mittels der Änderungsrate der Rohölprojektion [287], [291], [288].

Fossile Gase subsumieren Erd-, Erdöl- und Grubengas [167]. Die Erhebung beschränkt sich auf das Erdgas und überträgt die Kosten gleichermaßen auf Erdöl- und Grubengas. Die Energiedaten des BMWi umfassen die Grenzübergangspreise für Erdgas u. a. in den Jahren 2015 bis 2020 [288]. Anhand der Änderungsrate des Projektionsberichts [287] bzw. der EPF-Studie [291] schreibt die Methode die Erdgaskosten für die Folgejahre fort. Literarische Werte für fossile sonstige Gase (Gicht- und Konvertergas, Kokerei- und Stadtgas) fehlen in der Literatur. Ein Expertengespräch bildet den Ausgangspunkt, um die Kosten der fossilen sonstigen Gase abzuschätzen. Laut Experten setzen Gichtgaskraftwerksbetreiber einen internen Verrechnungspreis an, der etwa 70 % des aktuellen Erdgaspreises entspricht [289]. Das Modell schätzt die Kosten des Gicht- und Konvertergases demgemäß anhand des Erdgases ab und übernimmt sie auch für Kokerei- und Stadtgas.

Um die makroökonomischen Kosten fossiler Kohlen abzuleiten, nutzt die Methode in der Basis die Einfuhrpreise des BMWi (Steinkohle) [288] und die Kosten der inländischen Erzeugung des Projektionsberichts (Braunkohle) [287]. Die über das Jahr 2020 hinausgehenden Projektionen der Steinkohle berechnet die Methode anhand der in [287] bis 2040 und in [291] bis 2050 ausgewiesenen Steinkohlekosten. Die Methode nutzt dazu gleichermaßen die Änderungsrate der Projektionen. Die meisten Studien gehen von konstanten makroökonomischen Braunkohlekosten aus [287], [383], [40], [52]. Gleiches Verhalten übernimmt die Methode für die Kostenprojektion der Braunkohle im Modell.

Die Kosten der Biomasse hängt vom Aggregatzustand (fest, flüssig, gasförmig) ab. Die Studie [39] weist Biomassekosten je Aggregatzustand aus. Die Energiebilanz unterscheidet in der Kategorie „Erneuerbare Energien“ lediglich zwei potenzielle Posten, um die Biomassetypen zuzuweisen. Die Methode ordnet dem Posten „Biomasse und erneuerbare Abfälle“ die feste Biomasse und dem Posten „Sonstige erneuerbare Energieträger“ die flüssigen und gasförmigen Biobrennstoffe zu.

Die sonstigen Brennstoffe gehen auf die im Posten „Nicht-erneuerbare Abfälle“ enthaltenen Energieträger der Energiebilanz zurück. Beispielsweise subsumieren die Nicht-erneuerbaren Abfälle Brennstoffe wie Altkunststoffe, Bleicherde und Klärschlamm. Sie sind mit den in der Zementindustrie eingesetzten alternativen Brennstoffen vergleichbar [79]. Anhand der in [262] angegebenen absoluten Kosten alternativer Brennstoffe in 2012 und dem Energieverbrauch der Zementindustrie desselben Jahres [79], schätzt die Methode die spezifischen Kosten sonstiger Brennstoffe ab. Statt die Kosten im Rahmen der industriellen Transformation zu variieren, belässt das Modell sie konstant.

Die Methode mittelt die Subkategorien je Modellenergieträger anhand des jahresscharfen Energieverbrauchs der Energiebilanz [77], [165], [166], [167]. Zur Gewichtung der Projektionen nutzt die Methode die jahresscharfen Energieanteile des letzten Basisjahrs (2018). Die in 2018 durchgeführte, gewichtete Mittelung visualisiert Tabelle 10-3 beispielhaft.

Tabelle 10-3: Anhand der Subkategorien gewichtet gemittelte Kosten je konventionellem Energieträger des Modells, 2018

Energieträger der AGE B Energiebilanz 2018 und des Sektormodells Industrie	Industrieller Energieverbrauch in TJ	Gewichtungsfaktor	Energiekosten, € ₂₀₁₈ /MWh
Literatur:	[77], [262], [79], [39], [287], [289], [294], [295], [296], [297], [298], [293], [299], [300], [301], [302], [292], [303], [304], [305], [306], [307], [308], [309], [290], [288], [291]		
Kohlen, fossil	424 469		10,9
Steinkohlen	352 912	0,83	11,75
Braunkohlen	71 557	0,17	6,74
Mineralöle, fossil	83 600		33,1
Erdöl (roh)	-	-	38,2
Ottokraftstoffe	-	-	-
Rohbenzin	-	-	-
Flugturbinenkraftstoff	-	-	-
Dieselmotorkraftstoff	484	0,01	45,8
Heizöl leicht	26 901	0,32	45,5
Heizöl schwer	11 168	0,13	25,2
Petrolkoks	4 211	0,05	Raffineriegaskosten übernommen
Flüssiggas	4 894	0,06	Raffineriegaskosten übernommen
Raffineriegas	28 005	0,33	27,5
Andere Mineralölprodukte	7 937	0,09	Raffineriegaskosten übernommen
Sonstige Gase, fossil	107 432		13,4
Kokerei- u. Stadtgas	28 254	0,26	Gicht- & Konvertergaskosten übernommen
Gichtgas u. Konvertergas	79 178	0,74	13,4
Naturgase, fossil	791 130		19,2
Naturgase: Erdgas, Erdgasöl	791 088	0,9999	19,2
Naturgase: Grubengas	42	0,0001	Erdgaskosten übernommen
Biogene Brennstoffe	113 147	1	26,3
Biomasse und erneuerbare Abfälle	112 696	0,966	26,1
Sonstige erneuerb. Energieträger	451	0,004	67,4
Sonstige Brennstoffe	75 670	1	5,9
Nichtererneuerbare Abfälle, Abwärme	75 670	1	5,9

Im Gegensatz zu den konventionellen Energieträgern sind die synthetischen Energieträger nicht in den heutigen Energiebilanzen enthalten. Die Erhebung erfolgt deshalb anhand wissenschaftlicher Projektionen und energie- und klimapolitischer Szenarien. Die Ergebnisse der Metaanalyse beschreibt der nachfolgende Absatz.

Die Wasserstoffkosten bedienen sich hauptsächlich der wissenschaftlichen Analysen in [311] und [310]. Beide Studien unterscheiden die in- und ausländische Wasserstoffherzeugung und stellen sie in mehreren Fällen gegenüber. Beispielsweise beinhaltet die Studie [311] die Erzeugung von Wasserstoff (Elektrolyse) mit Windstrom aus der Nord- und Ostsee, isländischer Geothermie und Solarenergie im Nahen Osten. Auf zugrundeliegende Annahmen wie die Volllast- und Betriebsstunden sowie Investitionen und Betriebskosten der Erzeugungsanlagen gehen beide Studien detailliert ein [311], [310]. Auf die hinter den Kosten stehenden Annahmen ist folglich auf die Studien zu verweisen. Zunächst fasst die Aufbereitungsmethode ausländische Erzeugungsfälle je Studie durch einfache Mittelung zusammen. Annahmegemäß erzeugen ausschließlich Elektrolyseanlagen den ausländischen Wasserstoff. Das Inland unterscheidet hingegen zwischen elektrolytisch und dampfreformierten Wasserstoff. Die Kosten des dampfreformierten Wasserstoffs enthält [310]. Die Anteile des dampfreformierten Wasserstoffs an der Wasserstoffherzeugung in Deutschland liefert [63] stützjahresscharf. Anhand der Dampfreformierungsanteile mittelt die Methode die Kosten der inländischen Wasserelektrolyse und Dampfreformierung. Um die in- und ausländischen Fälle miteinander zu verrechnen, verwendet die Methode über die heimische Produktion hinausgehende durchschnittliche

Importanteile [312]. Anhand der Importanteile gewichtet sie die Erzeugungsfälle je Studie. Die Wasserstoffkosten ergeben sich schließlich durch einfach Mittelung über beide Studien [310], [311].

Erneuerbares synthetisches Gas (Methan) basiert auf der elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff und der anschließenden Methanisierung im Sabatier-Prozess [104], [316]. Die Kosten synthetischen Methans gehen gleichfalls auf [310] und [311] zurück. Das Vorgehen ähnelt dem zur Erhebung von Wasserstoffkosten. Anhand des Mittelwerts der szenarienbasierten Importanteile aus [54], [39], [52], [40] führt die Methode die in- und ausländischen Erzeugungsfälle gewichtet gemittelt zusammen. Es ergeben sich stützjahresscharfe Kosten synthetischen Methans. Angesichts weiterer Umwandlungsschritte und trotz niedrigerer Transportkosten, fallen die Kosten des synthetischen Gases im Vergleich zum Wasserstoff höher aus. Die Methode bedient sich eben gleichem Verfahren, um die Kosten synthetischer, flüssiger Kohlenwasserstoffe (Öl) abzuleiten [310], [311], [54], [39], [52], [40]. Synthetische Flüssigkraftstoffe gehen typischerweise auf die Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) zurück. Die FT-Synthese verwendet annahmegemäß synthetisches Methan als Basis.

Synthetische Kohlen fallen bspw. als Nebenprodukt der Methanpyrolyse an (Carbon Black). Bei sehr hohem Klimaschutzambitionsniveau können sie zur Substitution prozessbedingt notwendiger, fester Kohle eingesetzt werden. Alternativen wären beispielsweise mittels Torrefikation hergestellte synthetische Kohle auf Biomassebasis [384]. Die Kosten synthetischer Kohlen gehen im Wesentlichen auf [109] zurück. Um die Kohle klimaneutral verwerten zu können, muss das in die Methanpyrolyse eingebrachte Gas ebenfalls klimaneutral sein. Dementsprechend bedient sich die Methanpyrolyse synthetischen Methans zur Produktion des festen Kohlenstoffs. Den Kostensockel synthetischer Kohlen bilden folglich die Kosten des synthetischen Methans. Der typischerweise als Zielprodukt der Methanpyrolyse benannte Wasserstoff vermindert in diesem Fall die Produktionskosten der synthetischen Kohle, indem die Methode dessen Verkaufswert gutschreibt. Der Verkaufswert basiert auf den berechneten Wasserstoffkosten. Angesichts der zusätzlichen Umwandlungsschritte und der technisch noch unausgereiften Methanpyrolyse, fallen die Kosten für synthetische Kohlen im Vergleich zu anderen synthetischen Brennstoffen deutlich höher aus.

Die Stromkosten in den Basisjahren (2015 - 2018) entsprechen den realen Großhandelspreisen der Day-Ahead EPEX Spot [313]. Die prospektive Entwicklung der Stromkosten berechnet das ISAaR-Modell der FfE institutsintern [314]. Das Industriemodell greift auf das ambitionierte Klimaschutzszenario „fuEL“ zurück [63].

Die sich je Stützjahr ergebenden Energieträgerkosten fasst Tabelle 10-4 zusammen.

Tabelle 10-4: Abgeleitete Kosten, Energieträger des Modells, makroökonomische Perspektive ohne Steuern, Abgaben, Umlagen, Unternehmensgewinne und -deckungsbeiträge

Energieträgerkosten (€ ₂₀₁₈ /MWh)	Historische Basisjahre				Basis Proj. ¹	Projektionen					
	2015	2016	2017	2018		2019	2025	2030	2035	2040	2045
Energieträger											
Fossiles Öl	30,1	23,8	26,4	33,1	28,5	31,3	33,7	35,8	37,6	39,1	40,6
Fossiles Gas	21,0	16,2	17,5	19,2	12,2	13,0	14,5	15,4	16,1	16,5	16,9
Fossiles sonstiges Gas	14,7	11,4	12,2	13,4	8,5	9,1	10,2	10,8	11,2	11,6	11,8
Fossile Kohle	8,4	8,4	10,8	10,9	9,1	7,8	8,4	8,4	8,1	8,2	8,6
Biogene Brennstoffe	26,1	26,1	26,1	26,3	26,3	31,0	35,7	36,6	37,6	36,6	35,7
Sonstige Brennstoffe		5,9			5,9				5,9		
Synthetisches Gas	349,6	343,4	337,1	330,9	324,6	288,9	263,9	243,5	224,8	209,5	197,1
Wasserstoff	80,0	79,7	79,4	79,1	78,8	106,4	125,6	131,8	133,4	133,1	129,4
Synthetische Kohle	670,6	655,8	641,1	626,4	611,7	523,3	449,7	415,3	380,8	346,4	311,9
Synthetisches Öl	388,5	382,2	375,9	369,6	363,4	324,6	296,1	272,8	251,3	233,7	217,5
Strom	32,8	30,6	35,1	44,5	45,4	58,3	61,1	61,5	63,8	77,6	80,4

¹Immer Basis der Projektionen, wenn über Änderungsrate weiterer Studien die Folgejahre berechnet werden.

10.2.3 Energiebedingte Emissionsfaktoren

Der Abschnitt beschreibt die Schritte zur Ableitung der direkten energiebedingten Emissionsfaktoren des industriellen Bilanzraums. Tabelle 10-5 ordnet den konventionellen Energieträger der Energiebilanz [167] zunächst Standardemissionsfaktoren der nationalen Inventarberichte zu [76], [171], [172], [173].

Tabelle 10-5: Zuordnung konventioneller Energieträger der Energiebilanz zu den Emissionsfaktoren des nationalen Inventarberichts [76]

Energieträger der Energiebilanz nach AGEB	Zuordnung Emissionsfaktoren, nationaler Inventarbericht	CO ₂ -Emissionsfaktor, tCO ₂ /TJ			
		2015	2016	2017	2018
Steinkohlen					
Kohle	Steinkohle roh (Kraftwerke, Industrie)	93,5	93,6	93,4	93,1
Briketts	Steinkohlenbriketts	95,9 (gilt gleichermaßen für alle Jahre)			
Koks	Steinkohlenkoks (ohne Eisen & Stahl)	108,1	108,1	108,3	108,1
Andere Steinkohlenprodukte	Andere Steinkohlenprodukte, Mittelwert	84,0			
	<i>Steinkohlenteer¹</i>	83,3	83,6	83,6	83,6
	<i>Benzol²</i>	84,6	84,3	84,3	84,3
Braunkohlen					
Kohle	Rohbraunkohle, Industrie, Kleinverbrauch Deutschland	104,0	105,8	106,2	106,4
Briketts	Braunkohlenbriketts Deutschland	99,4	99,5	99,3	99,0
Andere Braunkohlenprodukte	Andere Braunkohlenprodukte, Mittelwert	103,8	103,9	103,9	103,6
	<i>Braunkohlenstaub und -wirbelschichtkohle, DE</i>	98,0	98,1	98,1	97,5
	<i>Braunkohlenkoks Deutschland</i>	109,6			
Hartbraunkohle	Hartbraunkohle	94,5	94,8	94,6	95,1
Mineralöle					
Erdöl (roh)	Erdöl roh	73,3			
Ottokraftstoffe	Ottokraftstoff ³	73,1			
Rohbenzin	Rohbenzin Deutschland	73,3			
Flugturbinenkraftstoff	Flugbenzin	70,0			
Dieselmotorkraftstoff	Dieselmotorkraftstoff Deutschland	74,0			
Heizöl leicht	Heizöl leicht Deutschland	74,0			
Heizöl schwer	Heizöl schwer	80,9	81,6	80,8	79,9
Petrolkoks	Petrolkoks (ohne Katalysatorabbrand)	97,6	103,8	104,3	104,0
Flüssiggas	Flüssiggas Deutschland (energetischer Verbrauch)	66,3			
Raffineriegas	Raffineriegas Deutschland	62,4	53,3	70,4	70,4
Andere Mineralölprodukte	Andere Mineralölprodukte Deutschland	82,3	80,9	83,0	80,4
Sonstige Gase, fossil					
Kokerei- u. Stadtgas	Kokereigas Deutschland	41,3	41,1	40,7	40,9
Gichtgas u. Konvertergas	Gicht- und Konvertergas Deutschland	261,3	256,7	258,6	259,6
Naturgase, fossil					
Naturgase: Erdgas, Erdgasöl	Erdgas Mittelwert:	58,9	58,9	58,9	58,8
	<i>Erdgas Deutschland</i>	55,9	55,8	55,8	55,7
	<i>Erdölgas</i>	67,9			
Naturgase: Grubengas	Grubengas	68,1			

¹Berechnet über den jahresspezifischen Emissionsfaktor für Steinkohlenteer (tCO₂/t) in [76] und den Heizwert 11 MWh/t aus [315], Umrechnung in tCO₂/TJ.

²Berechnet über den Emissionsfaktor (tCO₂/t) [76] und den Heizwert (11,1 MWh/t) [315]

³aus [220] für alle Jahre übernommen, da in [76] nur pro Tonne Produkt, aber ab 2014 konstant

Die Energiebilanz beschränkt sich bei der Kategorisierung erneuerbarer Brennstoffe auf zwei Positionen: „Biomasse und erneuerbare Abfälle“ sowie „sonstige erneuerbare Energieträger“. Um die deutlich kleinteiligeren Standardemissionsfaktoren der nationalen Inventarberichte verwenden zu können, schlüsselt die Methode die zwei Positionen deshalb zunächst in weitere biogene Subenergieträger auf [110]. Tabelle 10-6 ordnet den biogenen Subenergieträgern die Standardemissionsfaktoren zu [76], [110].

Tabelle 10-6: Zuordnung der Emissionsfaktoren aus [76] zu den Energieträgern nach [110]

Zuordnung, biogene Brennstoffe aus [110] zu [77]	Zuordnung Emissionsfaktoren nationaler Inventarbericht, [76]	CO ₂ -Emissionsfaktor, tCO ₂ /TJ, [76]			
		2015	2016	2017	2018
Biomasse und erneuerbare Abfälle					
Biogene Festbrennstoffe (HH)	Biogene Festbrennstoffe (HH), Mittelwert <i>Brennholz naturbelassen</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Kleinverbraucher)</i>	101,8 (gilt gleichermaßen für alle Jahre)			
Biogene Festbrennstoffe (GHD)	Biogene Festbrennstoffe (GHD), Mittelwert <i>Brennholz naturbelassen</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Kleinverbraucher)</i>		101,8		
Biogene Festbrennstoffe (Ind)	Biogene Festbrennstoffe (Ind), Mittelwert <i>Brennholz naturbelassen</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Industrie)</i>		105,0		
Biogene Festbrennstoffe (HW/HKW)	Biogene Festbrennstoffe (HW/HKW), Mittelwert <i>Brennholz naturbelassen</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Industrie)</i>		105,0		
Klärgas	Klärgas		104,9		
Biogener Anteil des Abfalls	Biogener Anteil des Abfalls, Median <i>Hausmüll, Siedlungsabfälle</i> <i>Industriemüll</i> <i>Ablaugen Zellstoffherstellung</i> <i>Faser/Deinking - Rückstände</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Industrie)</i> <i>Holzabfälle, Resthölzer (Kleinverbraucher)</i> <i>Rinde</i> <i>Tiermehl & Fette</i>		88,7		
			91,5		
			71,1		
		97,8	97,9	97,4	97,8
			54,9		
			107,8		
			101,4		
			80,6		
			85,8		
Sonstige erneuerb. Energieträger					
Biogene flüssige Brennstoffe	Biogene flüssige Brennstoffe, Mittelwert <i>Bioethanol</i> <i>Biodiesel</i>		71,2		
			71,6		
			70,8		
Biogas	Biogas		90,6		
Biomethan	Stöchiometrisch berechnet, Verbrennung Methan		55,6		
Deponiegas	Deponiegas		111,4		

Die biogenen Emissionsfaktoren der Positionen „Biomasse und erneuerbare Abfälle“ sowie „sonstige erneuerbare Energieträger“ ergeben sich, indem die Methode die Standardemissionsfaktoren anhand des Energieanteils der Subenergieträger gewichtet mittelt [110]. Tabelle 10-7 zeigt die gewichtete Mittelung in 2018. Die Emissionsfaktoren der Energiebilanzpositionen und deren Energieanteile bilden die Grundlage, um im Anschluss den Emissionsfaktor des Modellenergieträgers „biogene Brennstoffe“ zu berechnen (vgl. Tabelle 10-9).

Tabelle 10-7: Beispielhafte Gewichtung der Emissionsfaktoren erneuerbarer Brennstoffe nach [169] und [76], [220] für das Basisjahr 2018

Energieträger der AGEB Energiebilanz 2018 und des Sektormodells Industrie	Energieverbrauch in TJ	Gewichtungs-faktor	CO ₂ -Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Emissionen Berechnung tCO ₂ /MWh
Jahr:			2018	
Quelle:	[169]		[76], [220]	
Biogene Brennstoffe				vgl. Tabelle 10-9
Biomasse und erneuerbare Abfälle	460 080			0,3639
Biogene Festbrennstoffe (HH)	230 000	0,500	101,8	0,3663
Biogene Festbrennstoffe (GHD)	59 897	0,130	101,8	0,3663
Biogene Festbrennstoffe (Ind)	88 279	0,192	105,0	0,3778
Biogene Festbrennstoffe (HW/HKW)	20 664	0,045	105,0	0,3778
Klärgas	9 011	0,020	104,9	0,3776
Biogener Anteil des Abfalls	52 229	0,114	88,7	0,3191
Sonstige erneuerb. Energieträger	67 424			0,2967
Biogene flüssige Brennstoffe	8 194	0,1215	71,2	0,2563
Biogas	47 333	0,7020	90,6	0,3262
Biomethan	11 488	0,1704	55,6	0,2003
Deponiegas	410	0,0061	111,4	0,4010

Dem Modellenergieträger „sonstige Brennstoffe“ liegt die Energiebilanzkategorie „Sonstige Energieträger - Nichterneuerbare Abfälle, Abwärme“ zugrunde. Die Energiebilanz schlüsselt die Kategorie nicht weiter auf. Die Methode identifiziert deshalb zunächst kategorierelevante Standardemissionsfaktoren und ordnet sie der Kategorie zu [76], [77]. Der Median über die Standardemissionsfaktoren liefert schließlich den Emissionsfaktor der sonstigen Brennstoffe. Das Vorgehen und die Ergebnisse zeigt Tabelle 10-8.

Tabelle 10-8: Auswahl und Berechnung der Emissionsfaktoren für Sonstige Brennstoffe (Nichterneuerbare Abfälle) aus [76]

Energieträger	Zuordnung Emissionsfaktoren nationaler Inventarbericht, [76]	CO ₂ -Emissionsfaktor, tCO ₂ /TJ			
		2015	2016	2017	2018
Nichterneuerbare Abfälle, Abwärme					
Nichterneuerbare Abfälle	Nichterneuerbare Abfälle, Median	88,4	88,4	88,4	88,4
	<i>Hausmüll & Siedlungsabfälle</i>		91,5		
	<i>Industriemüll</i>		71,1		
	<i>Sonderabfall</i>		83		
	<i>Altöl</i>	75,3	76,3	75,4	75,1
	<i>Altkunststoff</i>		80,9		
	<i>Altreifen</i>		88,4		
	<i>Bleicherde</i>		78,2		
	<i>Klärschlamm (2 MJ/kg)</i>		168,9		
	<i>Klärschlamm (4 MJ/kg)</i>		120,4		
	<i>Klärschlamm (6 MJ/kg)</i>		104,2		
	<i>Klärschlamm (8 MJ/kg)</i>		96,1		
	<i>Klärschlamm (10 MJ/kg)</i>		91,3		
	<i>Lösemittel (Abfall)</i>		74,2		

Die energiebedingten Emissionsfaktoren der vordefinierten Modellenergieträger ergeben sich, indem die Methode die Subkategorien anhand des Energieverbrauchs der Energiebilanz jahresscharf mittelt. Die Eingangsdaten, den Vorgang und die Ergebnisse im letzten Basisjahr des Modells (2018) beschreibt Tabelle 10-9. Darüber hinaus weist Tabelle 10-9 die abgeleiteten direkten, energiebedingten Emissionsfaktoren der konventionellen Modellenergieträger aus.

Tabelle 10-9: Beispielhafte Berechnung gewichteter Emissionsfaktoren nach [76] für konventionelle Energieträger der AGEB [169] im Jahr 2018

Energieträger der AGEB Energiebilanz 2018 und des Sektormodells Industrie	Industrieller Energieverbrauch in TJ ¹	Gewichtungs-faktor	CO ₂ -Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ	Emissionen Berechnung tCO ₂ /MWh
Jahr:	2018			
Quelle:	[169]	[76], [220]		
Fossile Kohle	424 469			0,3573
Steinkohlen	352 912	0,83		0,3543
Kohle	227 945	0,65	93,1	0,3352
Briketts	-	-	95,9	-
Koks	124 967	0,35	108,1	0,3892
Andere Steinkohlenprodukte	-	-	84,0	-
Braunkohlen	71 557	0,17		0,3724
Kohle	6 678	0,09	106,4	0,3830
Briketts	5 707	0,08	99,0	0,3564
Andere Braunkohlenprodukte	59 172	0,83	103,6	0,3728
Hartbraunkohle	-	-	95,1	-
Fossiles Öl	83 600			0,2709
Erdöl (roh)	-	-	73,3	-
Ottokraftstoffe	-	-	73,1	-
Rohbenzin	-	-	73,3	-
Flugturbinenkraftstoff	-	-	70,0	-
Dieselmotorkraftstoff	484	0,01	74,0	0,2664
Heizöl leicht	26 901	0,32	74,0	0,2664
Heizöl schwer	11 168	0,13	79,9	0,2876
Petrolkoks	4 211	0,05	104,0	0,3744
Flüssiggas	4 894	0,06	66,3	0,2387
Raffineriegas	28 005	0,33	70,4	0,2534
Andere Mineralölprodukte	7 937	0,09	80,4	0,2894
Fossile sonstige Gase	107 432			0,7275
Kokerei- u. Stadtgas	28 254	0,26	40,9	0,1472
Gichtgas u. Konvertergas	79 178	0,74	259,6	0,9346
Fossiles Gas	791 130			0,2117
Naturgase: Erdgas, Erdgasöl	791 088	0,9999	58,8	0,2117
Naturgase: Grubengas	42	0,0001	68,1	0,2452
Biogene Brennstoffe	113 147	1		0,3636
Biomasse und erneuerbare Abfälle	112 696	0,966	101,1	0,3639
Sonstige erneuerb. Energieträger	451	0,004	82,4	0,2967
Sonstige Brennstoffe	75 670	1		0,3182
Nichterneuerbare Abfälle, Abwärme	75 670	1	88,4	0,3182

¹Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeitendes Gewerbe insg., Zeile 60 in der AGEB Energiebilanz, 2018, Quelle: [77]

Neben den konventionellen, bereits heute genutzten Energieträgern setzt das Modell synthetische Brennstoffe ein. Bei der Umsetzung von Wasserstoff entstehen keine Emissionen. Die nachfolgende Erhebung und Analyse beschränken sich folglich auf die flüssigen und gasförmigen synthetischen Kohlenwasserstoffe und die Produktion synthetischen festen Kohlenstoffs.

Um die direkten, energiebedingten Emissionen der synthetischen Brennstoffe abzuleiten, analysiert die Methode das in den Umwandlungsprozessen erzeugte Produkt. Emissionen, die bei der Umwandlung im Bereitstellungssektor selbst entstehen, werden vernachlässigt. Die Produktion synthetischer, gasförmiger Kohlenwasserstoffe basiert annahmegemäß auf dem Sabatier-Prozess [104]. Das Produkt des Prozesses

erreicht einen Methangehalt von mehr als 95 Vol.-% [316]. Da Emissionsfaktoren für reines Methan im nationalen Inventarbericht fehlen, werden sie anhand der stöchiometrischen Methanverbrennung abgeleitet (Formel (10-9)):



Aus den Molmassenverhältnissen (vgl. Tabelle 10-14) ergibt sich, dass die Verbrennung einer Tonne CH_4 etwa 2,74 t CO_2 verursacht [112]. Bei einem Heizwert des synthetischen Methans von 13,7 MWh/t CH_4 [315] entstehen folglich 0,20 t CO_2 /MWh. Die bei der Verbrennung von fossilen Naturgasen entstehenden Emissionen fallen leicht höher (0,21 t CO_2 /MWh, vgl. Tabelle 10-9) als die der stöchiometrisch berechneten Methanverbrennung aus.

Um den direkten, energiebedingten Emissionsfaktor synthetischer flüssiger Kohlenwasserstoffe zu bestimmen, identifiziert die Methode zunächst typische Produkte der Fischer-Tropsch Synthese [108]. In Abhängigkeit der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α (Chain growth probability) entstehen nach [108] die in Tabelle 10-10 enthaltenen Produkte. Mit größerem α bildet die FT-Synthese Moleküle mit längeren Ketten. Die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit hängt u. a. vom eingesetzten Katalysator, dem synthetischen Gasmisch, dem Druck und der Temperatur ab. Tabelle 10-10 weist die Produktzusammensetzung aus, die sich bei den Extrema der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit ergeben. Den Produkten ordnet Tabelle 10-10 außerdem die Energieträger der Energiebilanz zu.

Tabelle 10-10: Produktanteile der Fischer-Tropsch-Synthese, abhängig von Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α

Produkt	$\alpha = 0,75^1$	$\alpha = 0,95^2$	Zuordnung zu Energieträgern der Energiebilanz
	Gew.-%	Gew.-%	
Brenngas (Fuel Gas)	16,6	0,8	Raffineriegas
Flüssiggas (LPG)	21,0	1,6	Flüssiggas
Benzin (Gasoline)	47,0	11,2	Rohbenzin
Diesel (Diesel)	12,2	14,5	Dieselmotortreibstoff
Wachsartige flüssige Kohlenwasserstoffe (Waxes)	3,2	71,9	Heizöl, schwer
Summe	100	100	

¹Mit Grafikdigitalisierer aus Abbildung abgelesen, Minimum in Abbildung; ²Mit Grafikdigitalisierer aus Abbildung abgelesen, Maximum in Abbildung

Anhand der durchschnittlichen Gewichtsanteile und der Heizwerte ergeben sich die in Tabelle 10-11 enthaltenen Energiewerte je FT-Produkt.

Tabelle 10-11: Energiewerte je FT-Produkt

Produkt	Heizwerte in MJ/t nach [241]	$\alpha = 0,75$	$\alpha = 0,95$	Mittelwert über $\alpha = (0,75; 0,95)$
		MJ pro Tonne FT-Produkt	MJ pro Tonne FT-Produkt	MJ pro Tonne FT-Produkt
Raffineriegas	45 492	7 552	364	3 958
Flüssiggas	43 074	9 046	689	4 867
Rohbenzin	44 000	20 680	4 928	12 804
Dieselmotortreibstoff	42 648	5 195	6 184	5 689
Heizöl, schwer	40 343	1 299	29 007	15 153

Tabelle 10-12 berechnet schließlich die direkten, energiebedingten Emissionsfaktoren des FT-Produkts anhand der Standardemissionsfaktoren [76]. Der Emissionsfaktor des FT-Produkts entspricht dem Emissionsfaktor der im Modell verwendeten synthetischen, flüssigen Kohlenwasserstoffe.

Tabelle 10-12: Emissionsfaktor im Jahr 2018 für synthetisches Öl (synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe)

Energieträger des Sektormodells Industrie	Energiewert pro Tonne FT-Produkt in MJ ¹	Gewichtungs- faktor	CO ₂ - Emissionsfaktor tCO ₂ /TJ ²	Emissionen, Berechnung tCO ₂ /MWh
Synthetisches Öl, FT-Synthese	42 471	1	74,7	0,2688
Rohbenzin	12 804	0,30	73,3	0,2639
Dieselmotoren	5 689	0,13	74,0	0,2664
Heizöl, schwer	15 153	0,36	79,9	0,2876
Flüssiggas	4 867	0,11	66,3	0,2387
Raffineriegas	3 958	0,09	70,4	0,2534

¹Eigene Berechnung nach [108]²[76], [220]

Das Modell hat die Option, das sehr teure Carbon Black (nahezu reiner Kohlenstoff) als Kohlenstoffsubstitut zu nutzen. Carbon Black fällt als Nebenprodukt der Methanpyrolyse an [109]. Den Emissionsfaktor des Carbon Black berechnet Formel (10-10) stöchiometrisch anhand der reinen Kohlenstoffverbrennung.



Das Molmassenverhältnis gibt vor, dass pro Tonne Kohlenstoff (C) bei reiner Verbrennung etwa 3,66 tCO₂ entstehen [112]. Bei einem Heizwert des Kohlenstoffs von 9,1 MWh/t (Graphit) [315] fallen bei der Verbrennung von Carbon Black folglich etwa 0,40 tCO₂/MWh an.

Die Emissionsfaktoren der synthetischen, kohlenstoffhaltigen Energieträger fasst Tabelle 10-13 zusammen. Da die Emissionsfaktoren der FT-Produkte jahresspezifisch variieren [76], schwankt auch der Emissionsfaktor synthetischer flüssiger Kohlenwasserstoffe.

Tabelle 10-13: Zusammenfassung der berechneten Emissionsfaktoren der synthetischen Brennstoffe

Synthetische Energieträger, kohlenstoffhaltig	Prozesse	CO ₂ -Emissionsfaktor, tCO ₂ /MWh			
		2015	2016	2017	2018
Synthetisches Gas (gasförmige Kohlenwasserstoffe)	Sabatier-Prozess, Methan (CH ₄)		0,2003		
Synthetisches Öl (flüssige Kohlenwasserstoffe)	FT-Synthese	0,2674	0,2653	0,2700	0,2688
Synthetische Kohle (Carbon Black)	Kohlenstoff (C), Methanpyrolyse		0,4027		

10.2.4 Chemische Grundlagen sowie Heiz- und Brennwerte

Tabelle 10-14: In der Dissertation verwendete Elemente und Verbindungen (eigene Berechnung) mit zugehöriger Atommasse und molaren Masse nach [112]

Elemente	Symbol Element	Atommasse (u) ¹
Kohlenstoff	C	12,011
Wasserstoff	H	1,008
Sauerstoff	O	15,9994
Calcium	Ca	40,08
Silicium	Si	28,086
Stickstoff	N	14,007
Daraus berechnete Verbindungen	Symbol Verbindung	Molare Masse
Methan	CH ₄	16,043
Disauerstoff	O ₂	31,9988
Kohlendioxid	CO ₂	44,0098
Wasser	H ₂ O	18,0154
Ammoniak	NH ₃	17,031
Methanol	CH ₃ OH	32,042

¹ nach [112] wird die relative Atommasse bezogen auf 1/12 der Masse des Kohlenstoffisotops ¹²C ausgewiesen

Tabelle 10-15: In der Dissertation verwendete Heiz- und Brennwerte

Energieträger/Stoff	Typ	Wert (MWh/t)	Literatur
Wasserstoff	Heizwert	33,3	[232]
Wasserstoff	Brennwert	39,4	[232]
Naphtha	Heizwert	12,22	[241]
Kohlenstoff	Heizwert	9,3	[315]
Graphit	Heizwert	9,1	[315]
Koks	Heizwert	7,98	[241]
Kohle	Heizwert	5,06	[241]
Methan	Heizwert	13,9	[241]
Erdgas	Heizwert	12,95	[385]
Steinkohlenteer	Heizwert	11	[315]
Benzol	Heizwert	11,1	[315]

10.2.5 Wechselkurse

Tabelle 10-16: Relevante Wechselkurse zur Umrechnung von Technologie- und Anlagenkosten

	Deutsche Mark (DM) je US-Dollar (USD)	Deutsche Mark je Euro (EUR)	US-Dollar je Euro	Schwedische Kronen (SEK) je Euro	Australische Dollar (AUD) je Euro
Kennzeichen	Jahresmittelwert, Historische Devisenkurse der Frankfurter Börse	Zum 31. Dez/1. Jan. 1998/1999 festgesetzter, unveränderlicher Kurs	Jahresmittelwert, Referenzkurs SP00	Jahresmittelwert, Referenzkurs SP00	Jahresmittelwert, Referenzkurs SP00
Einheit	DM/USD	DM/EUR	USD/EUR	SEK/EUR	AUD/EUR
Quelle	[386]	[387]	[388]	[389]	[390]
1970	3,6463	-	-	-	-
1975	2,4631	-	-	-	-
1980	1,8158	-	-	-	-
1985	2,9424	-	-	-	-
1990	1,6161	-	-	-	-
1991	1,6612	-	-	-	-
1992	1,5595	-	-	-	-
1993	1,6544	-	-	-	-
1994	1,6218	-	-	-	-
1995	1,4338	-	-	-	-
1996	1,5037	-	-	-	-
1997	1,7348	-	-	-	-
1998	1,7592	1,95583	-	-	-
1999	-	1,95583	1,0658	8,8075	1,6523
2000	-	1,95583	0,9236	8,4452	1,5889
2001	-	1,95583	0,8956	9,2551	1,7319
2002	-	1,95583	0,9456	9,1611	1,7376
2003	-	1,95583	1,1312	9,1242	1,7379
2004	-	1,95583	1,2439	9,1243	1,6905
2005	-	1,95583	1,2441	9,2822	1,6320
2006	-	1,95583	1,2556	9,2544	1,6668
2007	-	1,95583	1,3705	9,2501	1,6348
2008	-	1,95583	1,4708	9,6152	1,7416
2009	-	1,95583	1,3948	10,6191	1,7727
2010	-	1,95583	1,3257	9,5373	1,4423
2011	-	1,95583	1,392	9,0298	1,3484
2012	-	1,95583	1,2848	8,7041	1,2407
2013	-	1,95583	1,3281	8,6515	1,3777
2014	-	1,95583	1,3285	9,0985	1,4719
2015	-	1,95583	1,1095	9,3535	1,4777
2016	-	1,95583	1,1069	9,4689	1,4883
2017	-	1,95583	1,1297	9,6351	1,4732
2018	-	1,95583	1,181	10,2583	1,5797
2019	-	1,95583	1,1195	10,5891	1,6109
2020	-	1,95583	1,1422	10,4848	1,6549

10.3 Anhang C: Indizes und Indikatoren

Der nachfolgende Abschnitt enthält die verwendeten Indizes und Indikatoren, welche genutzt werden, um die Eingangsdaten hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Jahresbasis zu homogenisieren.

10.3.1 Kosten- und Preisindizes

Tabelle 10-17 weist die verwendeten Erzeuger- und Verbraucherpreisindizes aus und ordnet ihnen typische Anwendungsgebiete zu. Die jeweiligen Preisindizes und deren Veränderung veröffentlicht das statistische Bundesamt [341], [337], [338].

Tabelle 10-17: Preisindizes und Veränderung, Deutschland zwischen 1970 und 2020

Jahr	Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte, Destatis 61241-0001		Erzeugerpreisindex gewerblicher Maschinen, Destatis 61241-0003, GP 09-28, GP2009 (2-Steller)		Verbraucherpreisindex Konsumgüter, Destatis 61111-0001	
	2018 = 100	Δ^1 %	2018 = 100	Δ^1 %	2018 = 100	Δ^1 %
1970	35,1	-	25,3	-	-	-
1980	57,7	64,3	45,0	78,2	-	-
1981	62,2	7,9	47,3	5,2	-	-
1982	65,9	5,9	50,1	5,9	-	-
1983	66,8	1,5	51,8	3,3	-	-
1984	68,8	2,9	53,1	2,6	-	-
1985	70,4	2,4	55,0	3,5	-	-
1986	68,7	-2,5	56,8	3,3	-	-
1987	67,0	-2,4	58,5	2,9	-	-
1988	67,8	1,2	59,9	2,5	-	-
1989	69,9	3,1	61,8	3,1	-	-
1990	71,2	1,8	64,3	4,1	-	-
1991	72,8	2,3	66,9	4,1	63,1	-
1992	73,9	1,5	69,4	3,8	66,3	5
1993	73,9	0,0	71,0	2,2	69,3	4,5
1994	74,3	0,5	71,4	0,7	71,1	2,6
1995	75,6	1,8	72,8	1,9	72,4	1,8
1996	74,6	-1,3	74,2	1,9	73,3	1,3
1997	75,5	1,2	74,9	1,0	74,8	2
1998	75,2	-0,4	75,5	0,8	75,4	0,9
1999	74,4	-1,0	76,2	0,9	75,9	0,6
2000	76,7	3,0	77,1	1,1	77,0	1,4
2001	79,0	3,0	78,3	1,6	78,5	2
2002	78,5	-0,6	79,5	1,5	79,6	1,3
2003	79,8	1,7	80,2	0,9	80,4	1,1
2004	81,2	1,7	81,0	1,1	81,8	1,7
2005	84,7	4,3	82,3	1,6	83,0	1,5
2006	89,3	5,5	83,7	1,8	84,4	1,6
2007	90,5	1,3	85,6	2,2	86,3	2,3
2008	95,5	5,5	87,6	2,4	88,5	2,6
2009	91,4	-4,2	89,5	2,2	88,8	0,3
2010	92,8	1,5	90,1	0,6	89,8	1,1
2011	97,7	5,3	91,8	1,8	91,7	2,1
2012	99,3	1,7	93,7	2,1	93,5	2
2013	99,2	-0,1	95,0	1,3	94,9	1,4
2014	98,3	-1,0	96,0	1,1	95,9	1
2015	96,4	-1,9	96,8	0,8	96,3	0,5
2016	94,9	-1,6	97,6	0,8	96,8	0,5
2017	97,5	2,7	98,6	1,1	98,3	1,5
2018	100,0	2,6	100,0	1,4	100,0	1,8
2019	101,1	1,1	101,7	1,7	101,4	1,4
2020	100,1	-1,0	102,9	1,1	101,9	0,5
Parameter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten ▪ Energieträgerkosten ▪ Kosten für Materialien und Rohstoffe 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozesse, Technologien, Anlagen, Ausrüstung von Maschinen ▪ THG-Verminderungstechnologien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ CO₂-Preis ▪ Dient dem Vergleich 			

¹ Veränderung zur Vorjahresangabe

Die Datensätze beziehen sich originär auf das Basisjahr 2015 (Stand: 2021). Mithilfe des Verkettungsfaktors in Formel (10-11) [391] werden die Indizes auf das Basisjahr des Industriemodells (2018) umbasiert.

$$\vec{pi}_{bj=2018} = \frac{100}{pi_{2018,bj=2015}} \cdot \vec{pi}_{bj=2015} \quad (10-11)$$

\vec{pi}_{bj}	(%)	Vektor, Preisindizes mit Basisjahr (bj)	$pi_{2018,bj}$	(%)	Skalar, Preisindex im Jahr 2018 in den Preisindizes mit originärem Basisjahr
-----------------	-----	---	----------------	-----	--

Internationale Preisindizes wie der „Marshall & Swift Equipment Cost Index“, den das „Chemical Engineering Magazine“ quartalsscharf veröffentlicht [392], sind nur mit hohem finanziellem Aufwand zu erhalten und werden dementsprechend nicht verwendet.

10.3.2 Effizienzindikatoren

Um eine einheitliche Datenbasis der spezifischen Energiekennwerte in den Basisjahren zu erreichen, ist eine Effizienzbereinigung auf Prozessebene notwendig.

Die Bildung von Effizienzindikatoren anhand der wirtschaftszweigscharfen Energiebilanz [167] und der Bruttowertschöpfung [174] (1995 - 2018) ist nicht zielführend, da sich die Statistiken teils gegenläufig entwickeln. Die Ergebnisse geben kein hinlänglich genaues Bild der Effizienzentwicklung wieder. Statistische Effekte wie nicht bilanzierte Lagerbestandsänderungen, die fehlende oder fehlerhafte Temperatur- und Preisbereinigung und der Strukturwandel von energieintensiven Grundstoffen zu energieextensiven Konsumgütern verzerren die Indikatoren [393], [394], [395], [46].

Statt Effizienzindikatoren anhand bestehender statistischer Daten selbst abzuleiten, nutzt das Modell deshalb vorhandene Werte [169], [396], [397], [398], [46].

Nach einer gründlichen Analyse erscheint die Nutzung der Daten des EU-Modells „Policy Oriented Tool for Energy and Climate Change Impact Assessment (POTEnCIA)“ des Joint Research Centers (JRC) am geeignetsten, um Effizienzindikatoren zu bilden. POTEnCIA weist den historischen, spezifischen Energieverbrauch je Wirtschaftsbereich aus [46]. Die Wirtschaftsbereiche subsumieren einzelne Prozesse, für die POTEnCIA wiederum spezifische Energieverbräuche enthält. Statt dem üblichen Preisbezug der anderen, in der Literatur verfügbaren Effizienzindikatoren, nivelliert POTEnCIA Struktur- und Preiseffekte, indem es sich der Tonnenproduktion als Parameterbezug der spezifischen Verbräuche bedient. Die konkreten Werte können der „Integrated Database of the European Energy System“ (JRC-IDEES) entnommen werden [46], [183]. Die Wirtschaftsbereiche zeichnen zudem ein hinreichend genaues Bild, um ihnen individuelle Prozesse zuordnen zu können. Um Ausreißer zu glätten, bildet das Modell über fünf Jahre gleitende Mittelwerte. Das Modell normiert die Effizienzindikatoren. Ein höherer Wert des Indikators ist mit einem höheren spezifischen Energiewert und umgekehrt verbunden.

Die Ergebnisse der nach Strom- und Brennstoffen unterschiedenen Effizienzindikatoren weisen Tabelle 10-18 und Tabelle 10-19 aus. Die Homogenisierung der Datenjahre erfolgt durch die Multiplikation des Kehrwerts der auf 1 normierten Effizienzindikatoren mit den spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuchen des gleichen Jahres.

Tabelle 10-18: Effizienzindikatoren Strom und Brennstoffe, (1), berechnet nach [46], [183]

POTEnCIA Wirtschafts- bereichs- bezeichnung	Food, Beverages and Tobacco	Pulp	Paper	Basic chemicals	Glass production	Ceramics & other NMM
Prozesse Modell	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Backwaren ▪ Milch 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Altpapierstoff ▪ Grasstoff ▪ Holzstoff ▪ Zellstoff 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Papier- herstellung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ammoniak ▪ Chlor, Amalgam-Verf. ▪ Chlor, Diaphragma-Verf. ▪ Chlor, Membran-Verf. ▪ Ethylen, elek. ▪ Ethylen, konv. ▪ Ethylen, MTO-Verf. ▪ Luftzerlegung ▪ Methanol ▪ Polyethylen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Elektro- flachglas ▪ Elektro- hohlglas ▪ Flachglas ▪ Hohlglas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik ▪ Haushalts-, Sanitärkeramik ▪ Technische Keramik ▪ Kalk gebrannt, Ziegel
Effizienzindikatoren Strom (1)						
2018 = 100						
Jahr						
2000	102,2	103,6	132,6	164,4	165,8	147,5
2001	102,7	103,2	130,6	160,0	156,3	141,6
2002	102,5	104,2	131,6	158,5	150,5	137,8
2003	103,4	105,9	132,3	155,0	145,5	133,3
2004	104,1	105,1	128,9	149,8	135,9	126,6
2005	103,7	106,0	126,0	142,4	128,7	121,9
2006	104,8	105,7	123,6	136,8	126,8	119,5
2007	106,3	105,8	121,2	129,3	124,8	117,2
2008	106,4	105,2	117,2	122,6	122,2	114,2
2009	105,9	105,8	115,6	117,0	120,9	111,9
2010	105,9	105,4	114,5	113,0	117,6	109,1
2011	104,0	106,3	113,1	110,3	116,5	107,4
2012	102,4	105,8	108,8	108,6	114,4	105,6
2013	101,9	104,5	106,5	106,4	113,4	104,7
2014	101,5	103,6	104,1	104,3	111,4	103,2
2015	101,1	102,6	101,6	103,1	109,0	102,0
2016	101,0	101,7	100,5	101,9	105,8	101,2
2017	100,6	100,4	100,1	100,5	103,6	100,6
2018	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2019	99,5	99,6	100,0	99,5	96,7	99,5
2020	99,1	99,3	99,9	99,3	94,4	99,1
Effizienzindikatoren Brennstoffe (1)						
2018 = 100						
Jahr						
2000	117,3	84,1	87,0	121,9	107,3	130,4
2001	116,8	84,8	87,8	122,5	109,8	129,5
2002	116,5	86,3	89,8	122,4	111,0	128,6
2003	115,2	89,1	93,3	121,9	111,7	126,6
2004	113,8	90,8	95,5	121,6	113,0	124,5
2005	112,9	94,9	100,1	121,6	114,8	123,4
2006	111,2	96,4	102,3	120,2	113,4	121,2
2007	109,2	98,7	104,8	119,6	111,8	119,0
2008	108,0	99,9	105,4	117,5	109,6	116,0
2009	107,4	101,6	106,6	115,7	107,2	113,1
2010	106,5	101,1	105,4	112,9	104,2	110,2
2011	106,0	102,9	106,1	110,5	102,2	108,1
2012	105,7	103,6	104,9	107,4	100,0	106,1
2013	104,6	102,8	103,5	105,8	98,9	105,0
2014	103,4	102,6	102,8	104,2	99,1	104,3
2015	102,3	102,8	103,0	103,1	99,4	103,7
2016	101,6	102,1	102,1	102,0	99,7	102,7
2017	100,6	100,6	100,9	101,1	100,0	101,3
2018	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2019	99,4	99,3	99,1	98,9	99,8	98,7
2020	98,7	98,7	98,2	97,8	99,5	97,5

Tabelle 10-19: Effizienzindikatoren Strom und Brennstoffe, (2), berechnet nach [46], [183]

POTEnCIA Wirtschafts- bereichs- bezeichnung	Cement	Integrated Steelwork	Electric Arc Furnace	Aluminium - primary production	Aluminium - secondary production	Other non-ferrous metals
Prozesse Modell	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Klinker, elek. ▪ Klinker, konv. ▪ Innovative Bindemittel ▪ Zement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sinter ▪ Primärstahl H₂ ▪ Primärstahl Hlsarna ▪ Primärstahl Hochofen ▪ Primärstahl RG ▪ Walzstahl 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sekundärstahl 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aluminiumoxid ▪ Primäraluminium ▪ Aluminiumgießereien ▪ Aluminiumwalzen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sekundäraluminium 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Primärkupfer ▪ Sekundärkupfer ▪ Kupferbearbeitung
Effizienzindikatoren Strom (2)						
2018 = 100						
Jahr						
2000	129,0	84,8	95,8	100,4	93,9	101,7
2001	128,2	86,9	97,4	99,9	90,9	100,5
2002	128,3	88,9	97,6	99,1	89,4	99,8
2003	127,6	93,9	98,6	98,8	87,6	98,6
2004	126,0	97,8	99,5	97,1	86,5	97,4
2005	125,2	99,5	99,2	95,9	86,6	97,3
2006	123,6	101,4	98,6	95,4	88,6	97,2
2007	121,3	105,1	100,1	95,0	88,5	96,0
2008	118,9	105,0	100,2	94,6	89,5	96,0
2009	116,5	105,0	100,3	93,9	88,1	94,4
2010	113,3	106,1	101,8	93,1	86,2	92,1
2011	111,5	105,6	102,2	91,1	82,9	89,3
2012	109,0	102,9	101,0	89,6	82,3	87,8
2013	106,8	102,4	101,3	90,4	84,7	88,9
2014	105,4	101,3	101,1	92,4	88,1	91,1
2015	103,8	100,8	100,7	94,6	91,4	93,3
2016	101,9	100,7	100,4	97,4	96,5	96,9
2017	100,7	100,3	100,2	100,1	100,2	100,2
2018	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2019	99,3	99,7	99,7	99,8	99,7	99,8
2020	98,7	99,4	99,5	99,7	99,5	99,6
Effizienzindikatoren Brennstoffe (2)						
2018 = 100						
Jahr						
2000	130,4	105,4	108,8	121,6	131,0	127,2
2001	129,6	107,9	110,6	120,7	131,7	128,3
2002	129,6	106,7	108,6	117,8	130,2	127,5
2003	128,9	104,8	104,8	115,0	129,4	126,7
2004	127,3	103,7	102,2	109,5	121,7	121,3
2005	126,6	101,3	99,1	104,3	113,7	115,8
2006	124,9	97,7	94,7	100,2	106,0	109,5
2007	122,6	98,6	94,4	98,5	101,7	105,4
2008	120,2	99,0	94,8	96,5	96,4	101,6
2009	117,7	99,4	95,2	95,8	96,1	100,5
2010	114,5	102,3	97,9	95,4	97,2	100,0
2011	112,6	103,9	99,7	93,9	97,6	99,4
2012	110,1	103,2	99,9	92,8	96,5	97,4
2013	107,9	104,3	101,2	93,3	96,3	96,9
2014	106,8	104,6	102,0	95,4	98,2	98,2
2015	105,4	103,7	101,5	97,4	100,0	99,5
2016	103,2	102,5	101,0	99,5	100,6	100,1
2017	101,6	101,4	100,7	100,8	100,9	101,0
2018	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
2019	98,4	98,6	99,2	99,0	99,0	98,9
2020	97,1	97,4	98,4	98,1	98,1	97,9

10.3.3 Prozessemissionsindikatoren

Ebenfalls hinsichtlich des Datenjahrs homogenisiert das Modell die spezifischen Prozessemissionen mittels Prozessemissionsindikatoren. In Ermangelung einer einheitlichen Jahresbasis bei gleichzeitiger Verringerung der Prozessemissionen um mehr als 40 % (39 MtCO₂) in 2020 ggü. 1990 [11], müssen die Eingangsdaten bereinigt werden. Im Gegensatz zu Effizienz- ist die Auswahl an Prozessemissionsindikatoren begrenzt. Deshalb berechnet das Modell die Indikatoren anhand der Division von industriellen Prozessemissionen [11] und preisbereinigter Bruttowertschöpfung selbst [176], [175], [174]. Um die Schwankungsbreite infolge statistischer Ausreißer zu nivellieren, bildet das Modell über fünf Jahre gleitende Mittelwerte. Das Modell normiert die Prozessemissionsindikatoren. Das letzte Basisjahr 2018 nimmt den Wert 1 an. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 10-20. Die Homogenisierung der Datenjahre erfolgt durch die Multiplikation des Kehrwerts der auf 1 normierten Prozessemissionsindikatoren mit den spezifischen Prozessemissionsfaktoren des gleichen Jahres. Ein höherer Wert des Indikators ist mit einem höheren Prozessemissionsfaktor und umgekehrt verbunden.

Tabelle 10-20: Berechnete Prozessemissionsindikatoren

Jahr	Prozessemissionsindikator	Veränderung zum Vorjahr
	2018 = 100	%
1995	194,1	-
1996	184,8	-5,0
1997	175,5	-5,3
1998	164,3	-6,8
1999	153,3	-7,2
2000	142,6	-7,4
2001	140,0	-1,9
2002	141,5	1,1
2003	142,0	0,4
2004	142,8	0,6
2005	143,2	0,3
2006	144,4	0,8
2007	145,5	0,8
2008	141,4	-2,9
2009	136,9	-3,3
2010	133,5	-2,5
2011	127,4	-4,8
2012	119,3	-6,8
2013	115,1	-3,6
2014	110,6	-4,1
2015	106,9	-3,5
2016	102,9	-3,8
2017	100,8	-2,1
2018	100,0	-0,8
2019	100,3	0,3
2020	99,6	-0,7

10.4 Anhang D: Industriedaten

Der nachfolgende Abschnitt fasst relevante Industriedaten der unterschiedlichen Modellkomponenten zusammen.

10.4.1 Wirtschaftszweige

Tabelle 10-21: Zuordnung der im Modell verwendeten 14 Wirtschaftszweige (AGEB) zu der vom statistischen Bundesamt (Destatis) und der europäischen Gemeinschaft verwendeten Systematik der Wirtschaftszweige, nach [170]

ID WZ (WZ AGEB)	Wirtschaftszweig nach AG Energiebilanz (AGEB) und ISI Anwendungsbilanz	Nr. der Klassifikation nach WZ 2003 (NACE Revision 1.1)	Nr. der NACE Klassifikation nach WZ 2008 (NACE Revision 2)
1	Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	10.3, 12, 13, 14	08
2	Ernährung und Tabak	15, 16	10, 11, 12
3	Papiergewerbe	21	17
4	Grundstoffchemie	24.1	20.1
5	Sonstige chemische Industrie	24.2, 24.3, 24.4, 24.5, 24.6, 24.7	20 ohne 20.1, 21
6	Gummi- u. Kunststoffwaren	25	22
7	Glas u. Keramik	26.1, 26.2, 26.3	23.1, 23.2, 23.3
8	Verarbeitung v. Steine u. Erden	26.4, 26.5, 26.6, 26.7, 26.8	23 ohne (23.1, 23.2 und 23.3)
9	Metallerzeugung	27.1	24.1
10	NE-Metalle, -gießereien	27.4, 27.5	24.4, 24.5
11	Metallbearbeitung	27.2, 27.3, 28	24.2, 24.3, 25
12	Maschinenbau	29	28
13	Fahrzeugbau	34, 35	29, 30
14	Sonstige Wirtschaftszweige	17, 18, 19, 20, 22, 30, 31, 32, 33, 36, 37	13, 14, 15, 16, 18, 26, 27, 31, 32, 33

Wirtschaftszweigscharfe Prozessemissionen

Tabelle 10-22 gibt die prozessbedingten Emissionen der nationalen Inventarberichte geschlüsselt auf die Wirtschaftszweige der AGEB wieder. Der Abschnitt beschreibt die Methode zur Datenextraktion und Schlüsselung.

Tabelle 10-22: *Prozessbedingte Emissionen aus den nationalen Inventarberichten, geschlüsselt auf die Wirtschaftszweige der AGEB*

Prozessbedingte Emissionen in ktCO ₂												
ID WZ, vgl. Tabelle 10-21	2015			2016			2017			2018		
	Bilanz ¹	Anteil ² (%)	Abw. inkl. ³	Bilanz	Anteil (%)	Abw. inkl.	Bilanz	Anteil (%)	Abw. inkl.	Bilanz	Anteil (%)	Abw. inkl.
1	350	0,6	348	372	0,6	371	319	0,5	324	316	0,5	310
2	2 956	4,9	2 943	2 963	4,8	2 958	2 869	4,4	2 916	2 899	4,5	2 838
3	706	1,2	703	715	1,1	713	658	1,0	668	625	1,0	612
4	11 203	18,5	11 156	11 024	17,7	11 007	10 954	16,8	11 131	10 727	16,6	10 499
5	851	1,4	847	909	1,5	907	830	1,3	843	796	1,2	779
6	632	1,0	629	676	1,1	675	620	1,0	630	631	1,0	618
7	1 987	3,3	1 979	2 035	3,3	2 032	1 870	2,9	1 900	1 791	2,8	1 753
8	20 004	33,0	19 922	19 940	32,0	19 908	20 748	31,9	21 083	20 528	31,8	20 092
9	13 715	22,7	13 658	15 490	24,9	15 465	18 051	27,7	18 342	18 209	28,2	17 822
10	1 592	2,6	1 585	1 636	2,6	1 634	1 613	2,5	1 639	1 609	2,5	1 574
11	613	1,0	611	623	1,0	622	568	0,9	577	580	0,9	567
12	668	1,1	665	676	1,1	675	620	1,0	630	631	1,0	618
13	541	0,9	539	552	0,9	551	516	0,8	525	511	0,8	501
14	4 722	7,8	4 703	4 635	7,4	4 628	4 829	7,4	4 907	4 773	7,4	4 672
Summe (ktCO ₂)	60 539	100	60 289	62 244	100	62 144	65 067	100	66 115	64 627	100	63 254
Summe aus [11] ⁴	60 289			62 144			66 115			63 254		
Abweichung absolut (ktCO ₂)	-250			-100			1 049			-1 373		
Abweichung prozentual (%)	-0,41 %			-0,16 %			1,61 %			-2,12 %		

¹Vorgenommene Bilanzierung und Schlüsselung

²Anteil je Wirtschaftszweig nach vorgenommener Bilanzierung und Schlüsselung

³Abweichung der Summe aus Bilanzierung nach Nationalen Inventarberichten im Vergleich zu aggregierten prozessbedingten Emissionen aus [11] anteilig je Wirtschaftszweig berücksichtigt

⁴Aggregierte prozessbedingte Emissionen, UBA [11], Stand März 2021, Prozessbedingte Industrieemissionen setzen sich aus

- CRF 2.A - Herstellung mineralischer Produkte
- CRF 2.B - Chemische Industrie,
- CRF 2.C - Herstellung von Metallen,
- CRF 2.D-H - übrige Prozesse und Produktverwendungen und
- Summe F-Gase

zusammen

Quellen: Nationale Treibhausgasinventare (NIR) der Datenjahre 2015 - 2018: [173], [172], [171], [76]

Quellen: Aufteilung Kälte- und Klimaanlage [75], [134]

Um Abweichungen zu identifizieren, stellt Tabelle 10-22 die Ergebnisse der Wirtschaftszweigaggregation den vom Umweltbundesamt ausgewiesenen Prozessemissionen gegenüber [11]. Abweichungen sind auf die nachfolgenden Aspekte zurückzuführen:

- Teilweise unter- bzw. überschätzt die Extraktionsmethode vertrauliche Daten
- Fehlende Emissionspositionen in einzelnen nationalen Inventarberichten werden anhand der Daten weiterer Inventarberichte ergänzt.
- Die nationalen Inventarberichte stellen in jährlichen Submissionen umfangreiche Rückrechnungen an, um neue Erkenntnisse in den bereits veröffentlichten Berichten berücksichtigen zu können. Die

Rückrechnungen sind jedoch nicht immer nachvollziehbar. Das Umweltbundesamt veröffentlicht die nationalen Inventarberichte zudem mit zweijähriger Verzögerung. Neue Erkenntnisse und damit verbundene Rückrechnungen könnten deshalb bereits in den jahresspezifisch veröffentlichten Emissionen des Umweltbundesamts enthalten sein, obwohl sie erst ein bis zwei Jahre später im nationalen Inventarbericht erscheinen.

Die mittels eigener Methode erhobenen, wirtschaftszweigscharfen Prozessemissionen weichen in Summe kaum von den Prozessemissionen des Umweltbundesamts ab [11]. In keinem der Jahre beträgt die Abweichung mehr als 2,5 %. Die Erhebung kann folglich als hinreichend genau eingestuft werden.

Die nachfolgenden Absätze detaillieren Aspekte der vorgenommenen Datenextraktion, -schlüsselung und -aggregation. Die Erkenntnisse beruhen auf Angaben in den nationalen Inventarberichten [173], [172], [171], [76].

Teilweise bilanzieren die nationalen Inventarberichte prozessbedingte Emissionen anderer Sektoren in der Industrie. Unter anderem verbuchen sie die Kälte- und Klimaanlageanlagen (CRF 2.F.1), CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von AdBlue® (2.D.3) sowie die Verwendung von Lösemitteln (2.D.3) vollständig im industriellen Bilanzraum. Aus Konsistenzgründen verbleiben die Emissionen auch weiterhin dort.

Fehlende Emissionspositionen in den einzelnen nationalen Inventarberichten, werden sie aus anderen Datenjahren der Inventarberichte übernommen [173], [172], [171], [76]. Prozessbedingte Emissionen, die in den Berichten zwar geschätzt werden, im Inventar aber nicht enthalten sind (z. B. Titandioxidproduktion), fehlen auch im industriellen Bilanzraum. Gemäß [76] unterschreiten die Positionen jeweils den berichtspflichtigen Absolutwert von 500 ktCO₂.

Die Zuordnung zu den Wirtschaftszweigen erfolgt mittels [399], indem die jeweiligen Erläuterungen zu den Produktkategorien herangezogen werden. Schmiermittel (2.D.1), Lösemittel (2.D.3), Bitumen zur Dachdeckung (2.D.3), CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von AdBlue® (2.D.3) und anderen Bereichen (2.H.3) verteilt die Aufbereitungsmethode auf alle Wirtschaftszweige gleich (<2 MtCO₂ im Zeitraum).

Sonstige chemische Prozesse produzieren Paraffinwachs (<0,6 MtCO₂ im Zeitraum). Unter anderem das Papiergewerbe, sonstige Wirtschaftszweige sowie private und gewerbliche Nutzer setzen Paraffinwachs ein. Je 25 % der Emissionen verteilt die Methode auf das Papiergewerbe, die sonstige chemische Industrie und die sonstigen Wirtschaftszweige. Die verbleibenden Emissionen (25 %) des privaten und gewerblichen Bereichs werden wirtschaftszweigübergreifend umgelegt (gleichverteilt).

Die bei der sonstigen Produktherstellung und -verwendung (CRF 2G) bilanzierten Lachgasemissionen (N₂O: <0,5 MtCO₂ im Zeitraum) werden laut Inventarbericht bei Lebensmitteln (WZ Ernährung und Tabak), Halbleitern (WZ Sonstige Wirtschaftszweige), Sprengstoffen im Bergbau (WZ Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau) und der Medizin (wirtschaftszweigübergreifend) genutzt. Die Methode verteilt die Emissionen der sonstigen Produktherstellung zu gleichen Teilen auf die benannten Wirtschaftszweige.

Die prozessbedingten Emissionen des bei der Produktion entstehenden und in der Metallindustrie eingesetzten Branntkalks ordnet die Methode im Gegensatz zu [76] der Herstellung mineralischer Produkte (CRF 2.A) zu. Sie sind folglich im Wirtschaftszweig „Verarbeitung von Steinen und Erden“ enthalten.

Prozessbedingte Emissionen von Kälte- und Klimaanlageanlagen (<11 MtCO₂ im Zeitraum) entstehen in nahezu allen Industrieprozessen, im privaten und gewerblichen Bereich sowie im Transportsektor [76]. Der Emissionssplit erfolgt anhand des Anteils je Wirtschaftszweig an der Klima- und Prozesskälte, welche die ISI Anwendungsbilanzen zur Verfügung stellen Wirtschaftszweig [75], [134] (vgl. Tabelle 10-23).

Tabelle 10-23: Anteil an Prozess- und Klimakälte aus der ISI Anwendungsbilanz je Wirtschaftszweig [75], [134] zur Aufteilung der Prozessemissionen von Kälte- und Klimaanlage (CRF 2.F.1)

ID WZ	Wirtschaftszweig	Anteil an Prozess- und Klimakälte je Wirtschaftszweig in %			
		2015	2016	2017	2018
1	Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	0,2	0,2	0,2	0,2
2	Ernährung und Tabak	26,9	27,2	27,1	27,4
3	Papiergewerbe	3,3	3,3	3,3	3,2
4	Grundstoffchemie	41,0	39,9	40,4	39,7
5	Sonstige chemische Industrie	4,8	5,3	5,1	5,1
6	Gummi- u. Kunststoffwaren	4,1	4,4	4,4	4,5
7	Glas u. Keramik	0,9	0,9	0,9	0,9
8	Verarbeitung v. Steine u. Erden	0,6	0,6	0,5	0,5
9	Metallerzeugung	0,4	0,4	0,4	0,4
10	NE-Metalle, -gießereien	0,7	0,7	0,7	0,7
11	Metallbearbeitung	3,9	3,9	3,8	4,0
12	Maschinenbau	4,5	4,4	4,4	4,5
13	Fahrzeugbau	3,2	3,1	3,3	3,2
14	Sonstige Wirtschaftszweige	5,6	5,7	5,6	5,6
	Summe	100	100	100	100

Der nationale Inventarbericht verbucht die Gichtgasverbrennung in der Metallerzeugung bei den prozessbedingten Emissionen. Die Verbrennung des in der Anwendungsbilanz im Energieverbrauch enthaltenen Gichtgases fließt durch die bottom-up Berechnung jedoch bereits in die energiebedingten Emissionen des industriellen Bilanzraums ein. Der industrielle Bilanzraum vermeidet die Doppelbilanzierung, indem die prozessbedingten Emissionen der Metallerzeugung um die Gichtgasemissionen vermindert werden (Tabelle 10-24, „Abw.“). Tabelle 10-24 gibt die schlussendlich verwendeten Prozessemissionen des industriellen Bilanzraums in der Spalte „Abw. 2 inkl.“ wieder.

Tabelle 10-24: Prozessbedingte Emissionen des industriellen Bilanzraums nach Wirtschaftszweigen der AGEB

Prozessbedingte Emissionen des industriellen Bilanzraums im Modell in ktCO ₂ , vgl. Tabelle 10-22												
ID WZ, vgl. Tabelle 10-21	2015			2016			2017			2018		
	Bilanz, Abw. inkl.	Abw. ¹	Abw. 2 inkl.	Bilanz, Abw. inkl.	Abw.	Abw. 2 inkl.	Bilanz, Abw. inkl.	Abw.	Abw. 2 inkl.	Bilanz, Abw. inkl.	Abw.	Abw. 2 inkl.
1	348	0	348	371	0	371	324	0	324	310	0	310
2	2 943	0	2 943	2 958	0	2 958	2 916	0	2 916	2 838	0	2 838
3	703	0	703	713	0	713	668	0	668	612	0	612
4	11 156	0	11 156	11 007	0	11 007	11 131	0	11 131	10 499	0	10 499
5	847	0	847	907	0	907	843	0	843	779	0	779
6	629	0	629	675	0	675	630	0	630	618	0	618
7	1 979	0	1 979	2 032	0	2 032	1 900	0	1 900	1 753	0	1 753
8	19 922	0	19 922	19 908	0	19 908	21 083	0	21 083	20 092	0	20 092
9	13 658	7 929	5 729	15 465	8 950	6 515	18 342	9 697	8 645	17 822	9 939	7 883
10	1 585	0	1 585	1 634	0	1 634	1 639	0	1 639	1 574	0	1 574
11	611	0	611	622	0	622	577	0	577	567	0	567
12	665	0	665	675	0	675	630	0	630	618	0	618
13	539	0	539	551	0	551	525	0	525	501	0	501
14	4 703	0	4 703	4 628	0	4 628	4 907	0	4 907	4 672	0	4 672
Summe	60 289	7 929	52 359	62 144	8 950	53 194	66 115	9 697	56 418	63 254	9 939	53 315

¹Abweichung

Prozesswärmeverteilung nach Temperaturniveau

Aktuelle Informationen zur Prozesswärmeverteilung nach Temperaturniveau auf Wirtschaftszweigebene fehlen in der Literatur. Die meisten neueren Studien verweisen auf die Erhebungen von Hofer in 1994 [93] sowie Unger und Wagner et al. in 2002 [92]. Um die älteren Daten in die jüngere Zeit zu übertragen, sind sie auf die jeweilig neuere Wirtschaftszweigklassifikation zu übertragen. Ziel ist es, die Daten anteilig auf die 14 definierten Wirtschaftszweige der Energiebilanz zu verteilen [170]. Die älteste Schlüsselung der Daten des statistischen Bundesamts auf die Wirtschaftszweige der Energiebilanz bezieht sich auf die WZ 2003 Klassifikation (vgl. Tabelle 10-21).

Die Erhebung von Hofer [93] richtet sich nach der Wirtschaftszweigklassifikation „WZ 1979“. Die Daten sind folglich von WZ 1979 auf WZ 1993 und anschließend von WZ 1993 auf WZ 2003 umzuschlüsseln. Die Umschlüsselungstabellen liefert das statistische Bundesamt [400], [401], [402], [403]. Tabelle 10-25 (links) ordnet die von Hofer benannten Wirtschaftszweige den Wirtschaftszweigen der Energiebilanz zu [93], [170].

Die Erhebung von [92] geht auf die Wirtschaftszweigklassifikation WZ 1993 zurück und ist dementsprechend von WZ 1993 auf WZ 2003 umzuschlüsseln [402], [403]. Tabelle 10-25 (rechts) ordnet die von Unger und Wagner et al. benannten Wirtschaftszweige den Wirtschaftszweigen der Energiebilanz zu [92], [170].

Tabelle 10-25: Umschlüsselung von [93] und [92], Temperaturverteilung der Prozesswärme, Schlüsselung nach [170], [400], [401], [402], [403]

Wirtschaftszweig, WZ 1979, [93]	WZ AGEb, vgl. Tabelle 10-21	Wirtschaftszweig, WZ 1993, [92]	WZ AGEb, vgl. Tabelle 10-21
Nahrungs-/Genußmittel	2	Textilgewerbe	14
Investitionsgüter	12, 13, 14	Holzgewerbe	14
Textilgewerbe	14	Papiergewerbe	3
Zellstoff, Papier	3	Verlags, Druckgewerbe	14
Chemische Industrie	4,5	Herstellung von chemischen Grundstoffen und sonstige chemische Industrie	4, 5
Glas und Feinkeramik	7	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	6
NE-Metalle, Gießereien	10	Glasgewerbe, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7, 8
Eisenschaffende	9,11	Erzeugung von Roheisen-, Stahl- und Ferrolegierungen, Nichteisenmetalle, Gießereiindustrie, sonstige Metallverarbeitung	9, 10, 11
Steine und Erden	1,8	Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung und ähnliche	14
Mineralölverarbeitung	Nicht relevant	Herstellung von Metallerzeugnissen	11
Übrige	14	Maschinenbau	12
Edelstahlgießereien (EST) Gießereien	In Legende, aber keine Werte	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen	14
		Rundfunk-, Fernseh- und Nachrichtentechnik	14
		Medizin, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik	14
		Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	13
		Sonstiger Fahrzeugbau	13
		Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstige Erzeuger	14
		Ernährungsgewerbe	2
		Tabakverarbeitung	2
		Bekleidungsgewerbe	14
		Ledergewerbe	14

Hofer [93] unterteilt die Prozesswärme in Temperaturstufen von 100 Kelvin (K). Die Datenaufbereitungsmethode kann die Prozesswärme folglich direkt auf die fünf Temperaturstufen des Modells⁴⁹ aggregieren.

Unger und Wagner et. al. [92] geben hingegen bereits vier Temperaturspannen⁵⁰ vor, denen sie die Prozesswärmeverbräuche zuordnen. Bis auf das Temperaturband zwischen „100 und 500 °C“ entsprechen die angegebenen Spannen denen des Modells. Der Split erfolgt anhand des Anteils der vordefinierten Modellspanne am Temperaturband. Die Temperaturstufe zwischen 100 und 200 °C nimmt demgemäß genau 25 % (100 °C von insgesamt 400 °C), die Temperaturstufe zwischen 200 und 500 °C genau 75 % (300 °C von insgesamt 400 °C) der Prozesswärme auf.

Anschließend berechnet die Datenaufbereitung den Prozesswärmeanteil je Temperaturstufe, Wirtschaftszweig und Studie [93], [92]. Abschließend mittelt die Datenaufbereitung die Anteile gewichtet. Es ergeben sich die nach fünf Temperaturstufen unterschiedenen, relativen Prozesswärmeanteile. Das Ergebnis weist Tabelle 10-26 aus.

Tabelle 10-26: *Anteile (%) der Prozesswärmeverteilung in der Industrie nach den 14 Wirtschaftszweigen der Energiebilanz [170]*

ID WZ	Wirtschaftszweig	<100 °C	100 - 200 °C	200 - 500 °C	500 - 1000 °C	>1000 °C	Summe
		(%)					
1	Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	48	52	0	0	0	100
2	Ernährung und Tabak	45	51	4	0	0	100
3	Papiergewerbe	21	78	1	0	0	100
4	Grundstoffchemie	20	28	21	25	6	100
5	Sonstige chemische Industrie	20	21	28	25	6	100
6	Gummi- u. Kunststoffwaren	21	20	60	0	0	100
7	Glas u. Keramik	1	0	1	66	33	100
8	Verarbeitung v. Steine u. Erden	7	6	1	53	33	100
9	Metallerzeugung	0	0	1	60	39	100
10	NE-Metalle, -gießereien	0	0	1	60	39	100
11	Metallbearbeitung	1	1	4	69	26	100
12	Maschinenbau	35	34	9	6	16	100
13	Fahrzeugbau	35	34	9	6	16	100
14	Sonstige Wirtschaftszweige	56	29	11	1	3	100

Fernwärmeschlüsselung

Tabelle 10-27 gibt den absoluten und relativen Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung in den historischen Basisjahren des Modells wieder [169].

Tabelle 10-27: *Absoluter und anteiliger Brennstoffeinsatz zur Produktion von Fernwärme [169]*

Fernwärmeschlüsselung	1990		2015		2016		2017		2018	
	Abs ¹ (PJ)	Rel ² (%)	Abs (PJ)	Rel (%)	Abs (PJ)	Rel (%)	Abs (PJ)	Rel (%)	Abs (PJ)	Rel (%)
Fossiles Öl	42,4	0,09	6,1	0,01	6,9	0,01	5,8	0,01	5,2	0,01
Fossile Gase	104,7	0,21	190,2	0,37	208,7	0,40	216	0,41	192,3	0,40
Fossile sonstige Gase	11,2	0,02	3,4	0,01	4,2	0,01	1,8	0,00	1,6	0,00
Fossile Kohle	311,6	0,63	153,8	0,30	141,1	0,27	133,9	0,26	131,2	0,27
Biogene Brennstoffe	21,9	0,04	96,3	0,19	97,8	0,19	99,5	0,19	94,6	0,20
Sonstige Brennstoffe	0	0	61,9	0,12	62,6	0,12	65,4	0,13	57,1	0,12

¹Absolut, ²Relativ

⁴⁹ Prozesswärme <100 °C, 100 - 200 °C, 200 - 500 °C, 500 - 1000 °C, >1000 °C

⁵⁰ Prozesswärme <100 °C, 100 - 500 °C, 500 - 1000 °C, >1000 °C

Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftszweigen

Tabelle 10-28 zeigt die mittels der Umschlüsselung in Tabelle 10-21 auf die vordefinierten Wirtschaftszweige gesplittete Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten.

Tabelle 10-28: *Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten je Wirtschaftszweige (AGEB), historische Basisjahre, Fachserie 42251-0003, statistisches Bundesamt [174], Aufteilung nach [170], preisbereinigt mit [337]*

ID WZ	Wirtschaftszweig	Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten nach Wirtschaftszweigen in Mrd. € ₂₀₁₈			
		2015	2016	2017	2018
1	Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	1,9	2,0	2,1	2,0
2	Ernährung und Tabak	37,2	41,1	40,8	40,8
3	Papiergewerbe	10,5	10,9	10,9	11,3
4	Grundstoffchemie	25,8	26,0	29,4	25,9
5	Sonstige chemische Industrie	30,8	35,8	32,1	32,5
6	Gummi- u. Kunststoffwaren	25,2	27,7	27,7	27,4
7	Glas u. Keramik	4,9	5,5	5,7	5,6
8	Verarbeitung v. Steine u. Erden	8,9	9,8	9,7	10,1
9	Metallerzeugung	6,2	6,1	6,9	7,8
10	NE-Metalle, -gießereien	9,8	10,4	10,6	10,6
11	Metallbearbeitung	45,1	48,5	49,8	50,3
12	Maschinenbau	84,2	89,1	93,1	94,7
13	Fahrzeugbau	110,2	124,2	123,3	117,5
14	Sonstige Wirtschaftszweige	111,3	118,3	120,5	121,0

Produktionsindizes

Tabelle 10-29 weist die monatlichen Produktionsindizes je Wirtschaftszweig aus, die zur Konstruktion der normierten Wirtschaftszweiglastgänge herangezogen werden.

Tabelle 10-29: *Produktionsindizes im industriellen Bilanzraum auf Wirtschaftszweigebene nach [404], Schlüsselung auf Wirtschaftszweige nach [170], untergeordnete Mehrsteller gewichtet nach Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten nach [174]*

Produktionsindizes im industriellen Bilanzraum je Wirtschaftszweig (dl), (2015 = 100), kalenderbereinigt (X13 JDemetra+)												
ID WZ, vgl. Tabelle 10-21	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
2015												
1	74,8	76,0	100,5	107,5	108,3	108,5	113,2	104,7	111,1	106,2	105,7	80,5
2	94,4	89,4	104,4	97,5	97,5	100,2	102,3	98,3	101,7	105,1	105,1	101,6
3	102,0	96,4	104,0	98,4	98,6	101,1	102,8	98,6	101,8	103,2	103,0	87,0
4	103,8	100,1	108,8	102,1	100,7	100,6	102,5	100,3	94,1	97,2	95,8	94,4
5	96,9	95,8	106,9	99,6	99,3	104,7	105,5	99,6	99,7	100,3	104,2	85,1
6	96,0	98,0	107,9	101,2	101,0	104,5	103,2	95,3	104,3	105,0	103,2	77,2
7	91,2	91,8	103,4	102,6	104,6	103,7	104,7	98,5	105,0	105,8	102,5	83,8
8	67,3	76,8	102,7	104,5	106,5	110,9	113,9	102,8	113,5	112,2	108,2	76,0
9	103,8	97,9	109,1	103,0	104,5	105,5	101,0	95,8	98,8	100,3	96,2	83,7
10	99,0	101,7	107,4	102,3	101,2	104,6	101,2	92,8	104,2	103,4	102,5	77,2
11	90,5	94,8	105,6	100,7	99,2	102,9	103,3	95,1	105,0	106,2	106,2	86,9
12	82,0	90,3	107,6	97,1	97,3	106,8	100,5	91,6	103,0	100,3	105,1	114,3
13	90,0	102,9	111,2	100,5	100,1	100,4	104,9	81,3	107,4	108,5	109,3	78,7
14	89,6	94,5	106,4	96,2	95,8	102,6	100,4	93,8	107,3	102,5	106,0	101,0
2016												
1	69,3	78,0	103,2	108,0	111,3	109,8	113,8	110,1	116,3	119,6	109,0	79,4
2	96,4	91,9	103,9	98,7	99,9	98,8	100,2	100,6	105,1	107,9	108,6	98,4
3	101,4	97,7	105,2	97,6	96,0	98,1	99,5	96,2	100,7	103,0	102,8	84,7
4	106,3	102,6	109,3	98,7	105,4	98,3	100,7	101,2	94,6	94,7	93,3	96,2
5	102,0	96,9	106,4	98,9	100,3	103,9	103,2	100,7	103,4	105,5	106,3	88,6
6	98,8	100,3	108,4	103,8	101,9	105,4	103,2	98,4	107,2	108,3	106,4	78,8
7	94,8	95,3	107,9	104,3	106,7	104,4	104,7	102,0	104,1	107,5	102,8	86,2
8	70,2	83,2	103,8	108,9	107,3	114,4	118,3	107,2	118,2	117,8	110,8	78,2
9	101,1	96,7	106,4	102,4	107,1	103,7	99,0	97,1	95,9	100,7	96,6	89,3
10	101,1	100,5	107,1	102,0	98,4	100,8	98,0	90,1	102,3	103,0	100,3	74,9
11	94,0	98,8	110,1	102,6	100,2	106,8	102,7	97,4	107,7	108,0	112,8	87,3
12	82,1	91,6	109,5	94,5	92,7	105,5	96,5	91,9	106,7	99,3	110,2	114,8
13	97,5	105,1	113,4	107,3	96,9	107,1	102,5	88,6	111,2	111,2	110,3	79,3
14	90,7	96,0	106,9	96,6	95,7	103,9	100,1	95,9	107,9	105,7	109,5	98,9
2017												
1	78,2	79,2	108,0	118,9	118,6	115,9	123,2	115,7	122,7	116,7	117,2	87,3
2	92,2	92,5	103,7	99,5	101,5	102,5	103,9	101,8	107,0	109,1	111,5	101,2
3	99,6	95,7	102,7	97,7	98,2	100,9	102,8	99,0	103,9	105,9	106,4	88,5
4	104,7	100,8	107,9	102,2	97,4	98,0	103,9	103,2	94,8	99,6	100,8	99,2
5	103,4	100,2	112,8	101,3	102,9	105,4	108,2	105,1	111,8	108,2	115,1	98,0
6	99,9	102,8	112,7	106,4	106,3	108,7	108,9	102,9	112,3	112,9	112,2	82,1
7	95,0	93,9	106,9	104,3	109,3	106,5	107,9	104,6	108,2	111,1	109,1	89,0
8	69,1	86,0	110,4	112,6	113,4	116,8	121,1	110,7	119,7	116,3	113,0	81,0
9	104,4	95,7	108,4	107,1	107,1	102,8	100,3	101,5	102,0	101,6	96,9	93,9
10	96,3	100,1	108,3	102,0	101,9	102,9	103,1	93,5	106,6	107,8	108,1	81,8
11	96,0	101,4	113,5	106,0	107,1	110,9	110,6	103,9	114,7	113,8	118,2	95,1
12	83,2	94,7	109,6	97,5	98,7	109,1	101,8	94,9	112,4	103,0	115,9	128,6
13	94,9	105,9	115,6	107,0	104,8	107,0	104,8	96,7	115,8	108,6	122,1	86,0
14	92,7	97,5	109,9	101,0	100,8	107,9	106,4	100,9	112,6	108,5	116,2	107,5
2018												
1	78,3	78,5	100,4	120,2	118,3	122,6	124,1	111,4	118,7	118,4	113,8	87,4
2	98,5	93,5	103,6	97,8	103,8	101,1	101,4	103,2	104,1	108,5	109,4	99,5
3	102,2	97,6	106,5	97,5	100,3	100,5	102,2	98,4	100,9	103,4	101,5	84,7
4	106,8	100,5	105,4	98,0	103,1	99,8	104,0	98,7	86,9	91,0	89,0	91,0
5	114,3	110,2	124,0	112,2	121,4	123,4	126,4	121,7	126,2	112,9	106,7	91,7
6	104,5	105,0	114,0	106,1	108,1	110,4	108,0	101,6	111,1	111,6	109,0	81,1
7	97,9	94,6	106,9	105,3	109,8	108,6	108,0	103,9	106,1	110,1	106,7	92,6
8	77,0	82,7	100,4	111,3	113,1	118,9	118,2	110,1	121,6	119,7	114,5	83,9
9	101,8	97,0	105,6	103,0	103,4	102,5	99,5	91,9	99,4	99,9	99,8	87,6
10	102,8	104,5	113,2	105,7	107,3	106,6	102,3	93,8	106,5	106,4	103,0	77,4
11	100,7	105,2	116,4	109,1	109,8	113,8	111,6	105,8	114,1	114,7	115,0	93,2
12	87,8	97,0	116,4	100,2	101,6	112,5	104,7	98,1	112,6	108,7	113,4	125,1
13	100,7	106,0	123,4	112,3	108,5	112,4	102,2	83,9	110,2	106,5	110,4	83,8
14	97,5	101,3	115,4	102,2	103,9	110,5	106,3	102,8	115,8	112,4	114,4	105,4

Übersicht zu den Emissionen der Wirtschaftszweige und Prozesse im Status Quo

Abbildung 10-1 unterteilt die direkten Emissionen aus Abbildung 5-3 im Jahr 2018 anhand der Wirtschaftszweige und Prozesse.

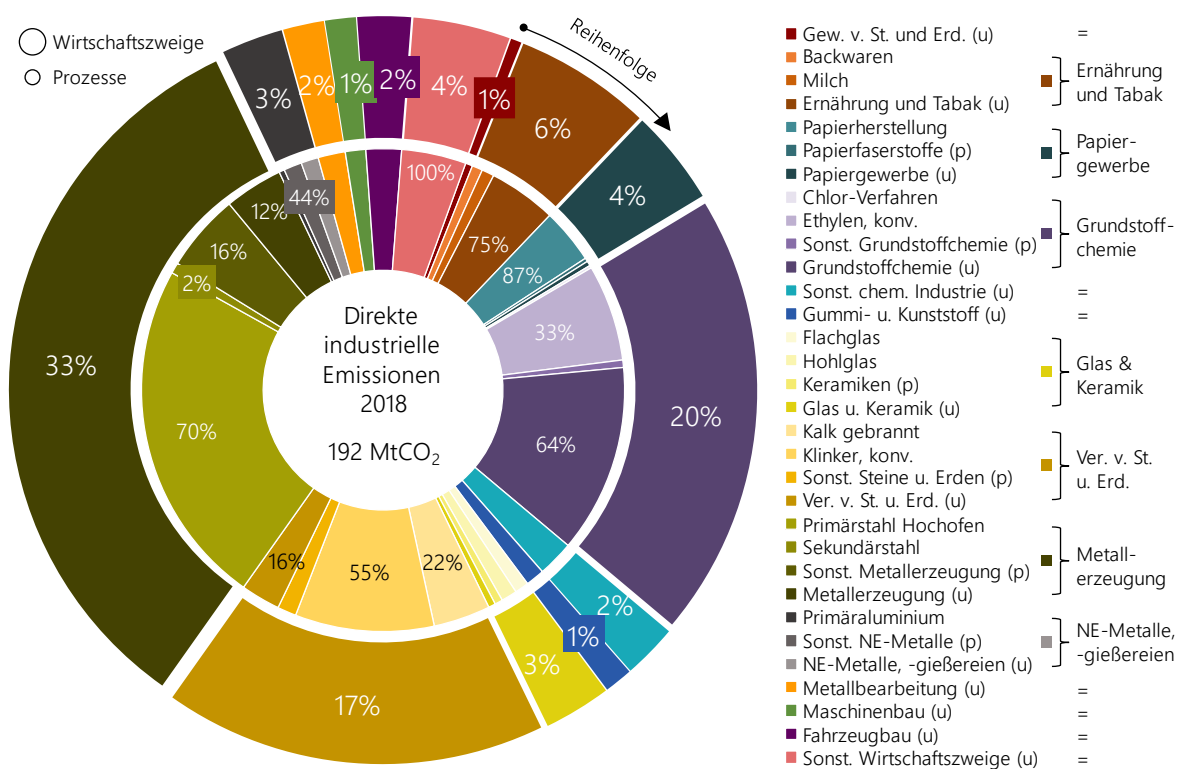


Abbildung 10-1: Direkte Emissionen im industriellen Bilanzraum 2018, Gleichheitszeichen: Prozessunspezifische Instanz (u) ist gleich dem Wirtschaftszweig, Prozesse (p) teilweise zusammengefasst, Prozesse und prozessunspezifische Instanzen ergänzen sich zu 100 % je Wirtschaftszweig

10.4.2 Prozesse und Materialien

Tabelle 10-30 enthält die relevanten Eingangsdaten der 45 Industrieprozesse. Die Prozessdaten sind hinsichtlich des Jahres 2018 preis-, effizienz- und prozessemissionsbereinigt (vgl. Abschnitt 10.3). Die dazugehörige Literatur weisen Tabelle 10-31 und Tabelle 10-32 aus. Für die theoretischen Minima ist jeweils die zugrunde liegende Literatur angegeben, die als Basis zur eigenen Berechnung genutzt wird.

Tabelle 10-30: Prozessdaten, preis-, effizienz- und prozessemissionsbereinigt, 2018

Prozess	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Spezifischer Stromverbrauch	Spezifischer Brennstoffverbrauch	Theoretisches Energieminimum	Spezifische Prozessemissionen	Technisch verfügbar ab	Nutzungsdauer	
	(€ ₂₀₁₈ /t)	(€ ₂₀₁₈ /t)	(MWh/t)	(MWh/t)	(MWh/t)	tCO ₂ /t		(jz)	Technisch
	(a)								
Backwaren	1 181	59	0,51	1,05	0,78	0	bv ¹	25	9
Milch	209	10	0,14	0,41	0,15	0	bv	25	9
Altpapierstoff	836	47	0,25	0,15	0,25	0	bv	45	10
Grasstoff	410	23	0,11	0	0,05	0	bv	59	12
Holzstoff	391	22	1,74	0	1,51	0	bv	49	10
Zellstoff	1 991	109	0,64	3,56	1,52	0	bv	49	10
Papierherstellung	232	13	0,44	1,46	1,04	0	bv	30	12
Ammoniak	669	33	1,59	0,83	0,00	0	bv	25	13
Chlor, Amalgam-Verf.	519	66	3,45	0	1,56	0	bv	56	13
Chlor, Diaphragma-Verf.	560	72	2,88	0,75	1,56	0	bv	36	13
Chlor, Membran-Verf.	968	145	2,68	0,19	1,56	0	bv	10	10
Ethylen, elek.	1 640	82	11,08	0	1,39	0,024	2035	50	13
Ethylen, konv.	1 244	187	0,20	10,12	1,39	0,024	bv	50	13
Ethylen, MTO-Verf.	311	47	2,73	0	1,64	0	2025	20	13
Luftzerlegung	188	2	0,20	0	0,08	0	bv	33	13
Methanol	415	62	0,17	1,72	0,00	0	bv	50	13
Polyethylen	673	52	0,46	0,15	0,43	0	bv	35	13
Flachglas	450	23	0,76	2,58	0,74	0,178	bv	15	10
Elektroflachglas	467	23	2,12	0	0,74	0,178	2030	5	3
Hohlglas	499	25	0,32	1,50	0,79	0,081	bv	12	11
Elektrohohlglas	529	26	0,85	0	0,79	0,081	2030	5	5
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik	2 997	41	0,24	1,50	0,71	0,007	bv	40	8
Haushalts-, Sanitärkeramik	2 512	71	1,16	6,65	0,59	0,014	bv	40	8
Technische Keramik	2 997	107	0,89	3,32	0,59	0,257	bv	40	8
Klinker, konv.	208	8	0,06	0,76	0,47	0,541	bv	40	9
Klinker, elek.	277	19	0,68	0	0,47	0,541	2030	10	9
Zement	36	2	0,05	0,02	0,04	0	bv	40	9
Innovative Bindemittel	180	10	0,20	0,32	0,15	0,145	2035	30	9
Kalk gebrannt	52	3	0,12	1,14	0,89	0,750	bv	38	7
Ziegel	87	4	0,14	0,41	0,42	0,082	bv	40	10
Sinter	53	12	0,04	0,35	0,33	0	bv	29	12
Primärstahl H ₂	380	83	1,02	2,78	2,63	0,007	2025	20	9
Primärstahl Hlsarna	429	68	0,05	2,86	2,07	0,194	2035	20	9
Primärstahl Hochofen	309	72	0,05	3,00	2,48	0,242	bv	30	9
Primärstahl RG	380	83	0,66	2,62	2,26	0,007	bv	20	9
Sekundärstahl	205	65	0,57	0,34	0,40	0,007	bv	30	8
Walzstahl	344	21	0,13	0,54	0,08	0	bv	40	10
Aluminiumoxid	160	9	0,15	2,56	0,00	0	bv	40	14
Primäraluminium	954	62	15,68	0,30	9,00	1,187	bv	15	12
Sekundäraluminium	197	10	0,28	1,45	0,33	0,003	bv	10	10
Aluminiumgießereien	2 744	137	2,88	3,22	0,33	0,015	bv	30	9
Aluminium Walzen	908	45	0,51	0,57	0,05	0	bv	45	14
Primärkupfer	4 277	996	*	*	0,00	*	bv	30	10
Sekundärkupfer	2 479	790	*	*	0,21	*	bv	30	10
Kupferbearbeitung	301	24	*	*	0,02	*	bv	40	11

¹bv: bereits verfügbar, *Kann wegen Geheimhaltung nicht veröffentlicht werden

Neben der Literatur in Tabelle 10-31 und Tabelle 10-32 fließen die Anteile für Bauten, Maschinen und immaterielle Vermögensgegenstände sowie Angaben aus Konzernbilanzen z. B. für Milch in die Berechnung der ökonomischen Nutzungsdauer ein. In den Tabellen ist jeweils nur die hauptsächliche AFA-Tabelle je Prozess angegeben. Daneben nutzt die Berechnung die Abschreibungsdauer von Wirtschaftsgebäuden, Querschnittstechnologien und immateriellen Vermögensgegenständen (vgl. Abschnitt 10.1).

Tabelle 10-31: *Hintergrundliteratur zu den Prozessdaten in Tabelle 10-30, (1)*

Prozess	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Spezifischer Stromverbrauch	Spezifischer Brennstoffverbrauch	Theoretisches Energieminimum	Spezifische Prozess-emissionen	Technisch verfügbar ab	Nutzungsdauer	
								Technisch	Ökonomisch
Backwaren	[180], [174]		[210], [211]		[210], [211], [189]	[84]	-	[58]	[377]
Milch	[180], [174]		[84]		[84], [189]	[173]	-	[58]	[377]
Altpapierstoff	[182]		[31]		[84], [189]	[76]	-	[83]	[405]
Grasstoff	[182]		[223]		[223]	[223]	-	[83], [406], [407]	
Holzstoff	[182]		[84], [142]	[149], [84]	[84], [142], [149], [189]	[76]	-	[83]	[405]
Zellstoff	[182]		[31]		[31], [189]	[76]	-	[83]	[405]
Papierherstellung	[408], [182]		[84]		[31], [189]	[76]	-	[84]	[405]
Ammoniak	[109]		[67]		[67]	Reaktionsgleichung	-	[58]	[348]
Chlor, Amalgam	[67]		[67], [83]		[239]	[84]	-	[83]	[348]
Chlor, Diaphragma	[67]		[67], [83]		[239]	[84]	-	[84], [109]	[348]
Chlor, Membran	[67]		[109], [67], [83]		[239]	[84]	-	[84], [109]	[348]
Ethylen, elek.	[67]		[228], [109], [32]		[239]	[76]	[32]	[32]	[348]
Ethylen, konv.	[67]		[228], [109], [32]		[239]	[76]	-	[32]	[348]
Ethylen, MTO-Verf.	[67]		[244]		[244], [189]	[67]	[32]	[409]	[348]
Luftzerlegung	[410], [411]		[84]		[412], [413]	[84]	-	[410]	[348]
Methanol	[67]		[67]		[414], [67], [112]	[76]	-	[84]	[348]
Polyethylen	[415]		[84]		[84], [189]	[84]	-	[84]	[348]
Flachglas	[180], [174]		[247], [84]		[248]	[76]	-	[250], [58]	[416]
Elektroflachglas	[58]		[247], [84], [248]		[248]	[76]	[58]	[246], [416]	
Hohlglas	[180], [174]		[84]		[417]	[76]	-	[250], [58]	[416]
Elektrohohlglas	[58]		[247], [84], [248]		[417]	[76]	[58]	[246], [416]	

Tabelle 10-32: Hintergrundliteratur zu den Prozessdaten in Tabelle 10-30, (2)

Prozess	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Spezifischer Stromverbrauch	Spezifischer Brennstoffverbrauch	Theoretisches Energieminimum	Spezifische Prozess-emissionen	Technisch verfügbar ab	Nutzungsdauer	
								Technisch	Ökonomisch
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik	[418]		[31]		[419]	[172], [149], [180]	-	[420]	[421]
Haushalts-, Sanitärkeramik	[422]		[31]		[419]	[76]	-	[420]	[421]
Technische Keramik	[423]		[31]		[419]	[84]	-	[420]	[421]
Klinker, konv.	[258]		[114], [79], [257]		[424]	[76]	-	[83]	[425]
Klinker, elek.	[80]		[256], [114] [79], [257]		[424]	[76]	[264]	[426], [206]	[425]
Zement	[80]		[114], [79], [257]		[79], [114], [189]	[258]	-	[114]	[425]
Innovative Bindemittel	[258], [83]		[79], [114], [257], [81]		[81]	[81]	[58]	[83]	[425], [406]
Kalk gebrannt	[180], [174]		[186]		[239]	[76]	-	[427]	[406]
Ziegel	[180], [174]		[85]		[419]	[76], [85]	-	[114]	[428]
Sinter	[429]		[78]		[430]	[84]	-	[83]	[431], [425]
Primärstahl H ₂	[270], [429]		[270], [78], [269]		[202], [270]	[76]	[32]	[432]	[431]
Primärstahl Hlsarna	[433], [208]		[208], [84], [273], [32], [434] [76], [167],		[430]	[272], [76]	[32]	[208]	[435]
Primärstahl Hochofen	[429]		[84], [31] [76], [167]		[430], [239]	[76]	-	[83]	[435]
Primärstahl RG	[270], [429]		[270]		[202], [270]	[76]	-	[432]	[435]
Sekundärstahl	[429]		[78]		[202]	[76]	-	[58]	[435], [431]
Walzstahl	[436]		[271]		[430]	[84]	-	[83]	[437], [431]
Aluminiumoxid	[46], [183]		[276]		[438]	[76]	-	[83]	[425], [431], [406], [437]
Primäraluminium	[46], [183]		[276]		[439]	[76]	-	Annahme	[276], [440], [428], [437]
Sekundäraluminium	[46], [183]		[276]		[202]	[276]	-	[58], [435], [431], [437], [277]	
Aluminiumgießereien	[180], [174]		[275]		[202]	[76], [149]	-	[441]	[431], [437]
Aluminium Walzen	[442]		[276]		[430], [276], [271]	[84]	-	[442]	[431], [437]
Primärkupfer	[280] [429]		[278], Projektwissen		[239], Projektwissen	[278], Projektwissen	-	[58]	[431], [437], [425]
Sekundärkupfer	[280], [429]		[278], Projektwissen		[202]	[278]	-	[58]	[431], [425]
Kupferbearbeitung	[443], [444]		[278]		Projektwissen, [271], [430], [278]	[278], Projektwissen	-	[445]	[431], [437], [425]

Tabelle 10-33 zeigt darüber hinaus die Brennstoffanteile je Prozess und die zugehörige Literatur.

Tabelle 10-33: Brennstoffanteile je Prozess in Prozent (%) mit zugehöriger Quellenangabe für das Basisjahr 2018

Produktionsprozess	Brennstoffe (%)										Summe	Literatur
	Fos. Öl	Fos. Gas	Fos. sonst. Gas	Fos. Kohle	Biogener Brennstoff	Sonst. Brennstoff	Syn. Gas	Wasserstoff	Syn. Öl	Syn. Kohle		
Backwaren	13	85			2						100	[187]
Milch	2	93		2	2	1					100	[187]
Altpapierstoff	1	10			89						100	[187]
Grasstoff											100	[223]
Holzstoff					Bilanziell kein Brennstoffeinsatz						100	[84]
Zellstoff	1	10			89						100	[187]
Papierherstellung	1	60		15	12	12					100	[187]
Ammoniak	33	67									100	[84]
Chlor, Amalgam											100	[167]
Chlor, Diaphragma	11	61	1	10	6	11					100	[77]
Chlor, Membran	11	61	1	10	6	11					100	[77]
Ethylen, elek.											100	[32]
Ethylen, konv.		67		12	4	18					100	[229]
Ethylen, MTO											100	[32]
Luftzerlegung											100	[84]
Methanol	60	40									100	[109]
Polyethylen	11	61	1	10	6	11					100	[77]
Flachglas	10	90									100	[187]
Elektroflachglas											100	[58]
Hohlglas	3	97									100	[187]
Elektrohohlglas											100	[58]
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik		100									100	[187]
Haushalts-, Sanitärkeramik		96		2	1	1					100	[187]
Technische Keramik	0	99		0	0	0					100	[187]
Klinker, konv.	4	1		28	23	45					100	[79]
Klinker, elek.											100	
Zement	4	1		28	23	45					100	[79]
Innovative Bindemittel	4	1		28	23	45					100	[79]
Kalk gebrannt		13		82	2	3					100	[186]
Ziegel	1	84		6	5	4					100	[212]
Sinter		2	12	86							100	[77], [76], [269], [244], [149], [46]
Primärstahl H ₂					7			93			100	Hpts. [78]
Primärstahl Hlsarna		5	23	72							100	[208], [76], [77]
Primärstahl Hochofen		1	19	80							100	[212], [76], [84]
Primärstahl RG		95		5							100	[270], [78]
Sekundärstahl		63		37							100	[78]
Walzstahl		91	9								100	[77], [76], [269], [244], [149], [187]
Aluminiumoxid		100									100	[276]
Primäraluminium	25	75									100	[276]
Sekundäraluminium	4	96									100	[276]
Aluminium Gießereien	3	92		1	3	0					100	[187]
Aluminium Walzen	1	99									100	[276]
Primärkupfer	*	*		*	*						100	Projektwissen
Sekundärkupfer	*	*		*							100	Projektwissen
Kupferbearbeitung	*	*									100	Projektwissen

*Kann wegen Geheimhaltung nicht veröffentlicht werden

Die nach Alter segmentierten Investitionsanteile der Prozesse zeigen Tabelle 10-34, Tabelle 10-35 und Tabelle 10-36. Fehlt die Altersstruktur eines Prozesses in der Literatur, verteilt das Modell die Investitionsanteile über die technische Nutzungsdauer gleichmäßig.

Tabelle 10-34: Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (1)

	Altpapierstoff	Holzstoff	Zellstoff	Papierherstellung	Klinker, konv.	Zement
Technische Nutzungsdauer	45 [83]	49 [83]	49 [83]	30 [84]	40 [83]	40 [114]
Literatur	Investitionsanteile, [83]					
1967	-	0	0	-	-	-
1968	-	0	0	-	-	-
1969	-	0,05	0	-	-	-
1970	-	0	0,12	-	-	-
1971	0,03	0	0	-	-	-
1972	0	0	0	-	-	-
1973	0,02	0	0	-	-	-
1974	0	0	0	-	-	-
1975	0	0	0	-	-	-
1976	0	0	0	-	0	0
1977	0	0	0	-	0	0
1978	0	0	0	-	0	0,01
1979	0	0	0	-	0	0,07
1980	0,00	0	0	-	0	0,00
1981	0	0	0	-	0,12	0,14
1982	0	0	0	-	0	0,05
1983	0,01	0	0	-	0	0
1984	0	0	0	-	0	0
1985	0,01	0	0	-	0	0,05
1986	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0,01	0	0
1988	0	0	0	0,02	0	0
1989	0,00	0	0	0,00	0	0,04
1990	0	0	0	0,18	0,04	0,04
1991	0	0	0	0,01	0	0,07
1992	0,00	0	0	0,04	0	0,10
1993	0,01	0	0	0,03	0,11	0
1994	0,03	0	0	0	0,04	0
1995	0	0	0,10	0,02	0,14	0,04
1996	0	0	0	0,00	0,01	0,04
1997	0,01	0	0	0,01	0,03	0,02
1998	0,01	0	0	0,00	0	0,04
1999	0	0	0,20	0	0,08	0,02
2000	0,28	0,16	0	0,15	0	0
2001	0,02	0	0	0,02	0	0,03
2002	0,10	0,00	0	0,09	0	0
2003	0,04	0	0	0,10	0	0
2004	0,04	0,12	0,48	0,05	0	0,06
2005	0,24	0,04	0	0,04	0	0
2006	0	0,25	0,11	0,04	0,03	0,02
2007	0,06	0	0	0,02	0,12	0
2008	0,04	0	0	0,01	0,08	0,02
2009	0	0	0	0,01	0,02	0,04
2010	0,04	0	0	0,04	0	0,02
2011	0	0	0	0,01	0,03	0
2012	0	0,37	0	0,00	0,11	0,06
2013	0,00	0	0	0,03	0	0
2014	0,01	0	0	0,05	0,03	0
2015	0,01	0	0	0,00	0	0
Summe	1	1	1	1	1	1

Tabelle 10-35: Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (2)

	Ammoniak	Chlor, Amalgam	Chlor, Diaphragma	Chlor, Membran	Ethylen, konv.	Kalk gebrannt
Technische Nutzungsdauer	25 [58]	56 [83]	36 [84], [109]	10 [84], [109]	50 [32]	38 [427]
Literatur	[58]	[83]	[83]	[83]	[58]	[83]
1960	-	0,28	-	-	-	-
1961	-	0	-	-	-	-
1962	-	0	-	-	-	-
1963	-	0,23	-	-	-	-
1964	-	0,21	-	-	-	-
1965	-	0	-	-	-	-
1966	-	0	-	-	0	-
1967	-	0	-	-	0	-
1968	-	0	-	-	0	-
1969	-	0	-	-	0	-
1970	-	0,28	-	-	0,137	-
1971	-	0	-	-	0	-
1972	-	0	-	-	0	-
1973	-	0	-	-	0,106	-
1974	-	0	-	-	0	-
1975	-	0	-	-	0,102	-
1976	-	0	-	-	0	-
1977	-	0	-	-	0	-
1978	-	0	-	-	0,107	0
1979	-	0	-	-	0	0
1980	-	0	0	-	0,184	0
1981	-	0	0	-	0	0
1982	-	0	0	-	0	0
1983	-	0	0	-	0	0
1984	-	0	0	-	0,088	0
1985	-	0	0	-	0	0,01
1986	-	0	0	-	0	0,04
1987	-	0	0	-	0	0,31
1988	-	0	0	-	0,020	0
1989	-	0	0	-	0	0
1990	-	0	0	-	0	0
1991	0	0	0	-	0	0
1992	0	0	0	-	0	0
1993	0	0	0	-	0	0
1994	0	0	0	-	0	0
1995	0	0	0	-	0	0,01
1996	0	0	0	-	0	0
1997	0	0	0	-	0	0
1998	0,14	0	0	-	0	0
1999	0	0	0	-	0	0,01
2000	0	0	0	-	0	0
2001	0,18	0	0	-	0,133	0
2002	0	0	0	-	0	0,03
2003	0	0	0	-	0	0,01
2004	0,28	0	0	-	0	0,06
2005	0	0	0	-	0	0
2006	0	0	0	0,05	0	0,04
2007	0	0	0	0,09	0	0,09
2008	0,14	0	0	0	0,082	0,08
2009	0	0	0	0,09	0	0,0
2010	0	0	0	0	0	0,0
2011	0,16	0	0	0,02	0	0,02
2012	0	0	0	0	0	0
2013	0	0	0,10	0,09	0	0,07
2014	0	0	0,90	0,67	0	0,23
2015	0,10	0	0	0	0,040	0,01
Summe	1	1	1	1	1	1

Tabelle 10-36: Investitionsanteile, Eigene Berechnung nach Literatur, auf Basisjahr 2015 umgerechnet (3)

	Primärstahl Hochofen	Primärstahl RG	Sekundär- stahl	Primär- aluminium	Sekundär- aluminium	Flach- glas	Hohl- glas
Technische Nutzungsdauer	30 [83]	20 [432]	30 [58]	15 [440]	10 [58]	15 [250],[58]	12 [250], [58]
Literatur	[58]	[58]	[58]	[83]	[83]	[83]	[83]
1986	*	-	*	-	-	-	-
1987	*	-	*	-	-	-	-
1988	*	-	*	-	-	-	-
1989	*	-	*	-	-	-	-
1990	*	-	*	-	-	-	-
1991	*	-	*	-	-	-	-
1992	*	-	*	-	-	-	-
1993	*	-	*	-	-	-	-
1994	*	-	*	-	-	-	-
1995	*	-	*	-	-	-	-
1996	*	*	*	-	-	-	-
1997	*	*	*	-	-	-	-
1998	*	*	*	-	-	-	-
1999	*	*	*	-	-	-	-
2000	*	*	*	-	-	-	-
2001	*	*	*	0	-	0	-
2002	*	*	*	0	-	0,08	-
2003	*	*	*	0	-	0,10	-
2004	*	*	*	0,34	-	0,01	0,01
2005	*	*	*	0	-	0	0,27
2006	*	*	*	0,26	0,11	0,23	0,06
2007	*	*	*	0,27	0,08	0	0,04
2008	*	*	*	0	0	0,25	0,05
2009	*	*	*	0	0,08	0,08	0,07
2010	*	*	*	0	0	0	0,11
2011	*	*	*	0	0	0,08	0,07
2012	*	*	*	0	0	0,09	0,14
2013	*	*	*	0	0	0,09	0,14
2014	*	*	*	0	0,53	0,02	0,03
2015	*	*	*	0,13	0,20	0	0,02
Summe	1	1	1	1	1	1	1

*Kann wegen Geheimhaltung nicht veröffentlicht werden

Die Massenbilanzen je Prozess enthalten Tabelle 10-37, Tabelle 10-38, Tabelle 10-39 und Tabelle 10-40. Tabelle 10-41 weist darüber hinaus die jeweilig zugrunde liegende Literatur aus.

Tabelle 10-37: Massenbilanz je Prozess (1)

Prozess	HP	I/O	Material	($t_{\text{mat}}/t_{\text{hp}}$)	Prozess	HP	I/O	Material	($t_{\text{mat}}/t_{\text{p}}$)		
Backwaren	Backwaren	in	Wasser	2,108	Chlor, Diaphragma-Verf.	Chlor	in	Wasser	2,96		
		in	Mehl	0,703			in	Natronlauge (50%)	0,032		
		out	Backwaren	1			in	Natriumchlorid	1,7		
Milch	Milch	in	Rohmilch	1,019			in	Kaliumcarbonat	0,015		
		out	Milch	1			in	Natriumcarbonat (Soda)	0,012		
		out	Verluste Milch	0,019			in	Salzsäure	0,028		
		out	Sahne	0,03			in	Kalilauge	0,025		
Altpapier- stoff	Halbstoff	in	Bentonit und Kaolinit	0,002			in	Schwefelsäure	0,023		
		in	Schwefelsäure	0,009			out	Chlor	1		
		in	Natriumsulfat	0,008			out	Natronlauge (50%)	2,199		
		in	Natronlauge (100%)	0,006			out	Wasserstoff	0,028		
		in	Wasserstoffperoxid	0,015			out	Abwasser	2		
		in	Natriumsilicat	0,019			Chlor, Membran-Verf.	Chlor	in	Wasser	2,96
		in	Altpapier	1,194			in		Natronlauge (50%)	0,032	
		out	Halbstoff	1			in		Natriumchlorid	1,7	
		out	Abwasser	13	in	Kaliumcarbonat	0,015				
Grasstoff	Halbstoff	in	Wasser	0,002	in	Natriumcarbonat (Soda)	0,012				
		in	Heu	1,02	in	Salzsäure	0,028				
		out	Halbstoff	1	in	Kalilauge	0,025				
Holzstoff	Halbstoff	in	Wasser	9,625	in	Schwefelsäure	0,023				
		in	Holz	1,246	out	Chlor	1				
		in	Sägenebenprodukte	0,838	out	Natronlauge (50%)	2,199				
		in	Natronlauge (100%)	0,023	out	Wasserstoff	0,028				
		in	Wasserstoffperoxid	0,022	out	Abwasser	2				
		in	Natriumsilicat	0,02	Ethylen, elek.	Ethylen	in	Naphtha	3,047		
		out	Halbstoff	1	out		Ethylen	1			
		out	Abwasser	18,100	out		Propylen	0,796			
Zellstoff	Halbstoff	in	Sauerstoff	0,015	out		Butylen	0,443			
		in	Holz	2,023	out		Methan	0,456			
		in	Sägenebenprodukte	1,362	out		Benzol	0,318			
		in	Natriumchlorat	0,033	out		Toluol	0,115			
		in	Natronlauge (100%)	0,038	out		Xylol	0,102			
		in	Wasserstoffperoxid	0,016	out	Butan	0,035				
		out	Halbstoff	1	out	Sonstige Kohlenwasserstoffe	0,18				
		out	Abfall Zellstoff	0,084	Ethylen, konv.	Ethylen	in	Naphtha	3,047		
out	Schlamm Zellstoff	0,01	out	Ethylen	1						
out	Schlacke Zellstoff	0,015	out	Propylen	0,796						
out	Abwasser	51	out	Butylen	0,443						
out	Verunreinigter Kalk	0,015	out	Benzol	0,318						
Papier- herstellung	Papier	in	Halbstoff	0,876	out		Toluol	0,115			
		in	Füllstoffe Papier	0,047	out		Xylol	0,102			
		in	Pigmente Papier	0,08	out		Butan	0,035			
		in	Stärke	0,023	out	Sonstige Kohlenwasserstoffe	0,18				
		in	Sonstige Papier	0,017	Ethylen, MTO-Verf.	Ethylen	in	Methanol	4,670		
out	Papier	1	out	Ethylen	1,000						
Ammoniak	Ammoniak	in	Wasserstoff	0,178	out		Wasserstoff	0,000			
		in	Stickstoff	0,824	out		Propylen	0,652			
		out	Ammoniak	1	out		Butylen	0,203			
Chlor, Amalgam-Verf.	Chlor	in	Wasser	2,96	out		Penten	0,041			
		in	Natronlauge (50%)	0,032	out		Methan	0,061			
		in	Natriumchlorid	1,7	out		Ethan	0,011			
		in	Kaliumcarbonat	0,015	out	Propan	0,008				
		in	Natriumcarbonat (Soda)	0,012	out	Abwasser	0,078				
		in	Salzsäure	0,028	Luft- zerlegung	Sauerstoff	in	Luft	1,844		
		in	Kalilauge	0,025	out		Sauerstoff	1			
		in	Schwefelsäure	0,023	out		Stickstoff	0,793			
		out	Chlor	1	out		Argon	0,047			
		out	Natronlauge (50%)	2,199	out		Krypton & Xenon	0,003			
out	Wasserstoff	0,028									
out	Abwasser	2									

Tabelle 10-38: Massenbilanz je Prozess (2)

Prozess	HP	I/O	Material	(t _{mat} /t _{hp})	Prozess	HP	I/O	Material	(t _{mat} /t _p)
Methanol	Methanol	in	Kohlenstoffdioxid	1,375	HHS-Keramik	Keramik, Typ 2	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,01
		in	Wasserstoff	0,189			in	Wasser	0,36
		out	Methanol	1			in	Quarz & Quarzit	0,172
		out	Abwasser	0,563			in	Feldspat	0,431
Polyethylen	Polyethylen	in	Ethylen	1,009	in	Keramikglasuren	0,096		
		in	Wasser	1,567	in	Kaolin	0,689		
		out	Polyethylen	1	out	Keramik, Typ 2	1		
		out	Abfälle Polyethylen	0,003	Technische Keramik	Keramik, Typ 3	in	Ton	0,195
Flachglas	Flachglas	in	Branntkalk	0,084	in	Bentonit und Kaolinit	0,455		
		in	Sand	0,602	in	Aluminiumoxid	0,260		
		in	Dolomit	0,087	in	Quarz & Quarzit	0,195		
		in	Wasser	0,024	in	Feldspat	0,195		
		in	Kaliumcarbonat	0,008	out	Keramik, Typ 3	1		
		in	Natriumcarbonat (Soda)	0,178	Klinker, konv.	Klinker	in	Flugasche	0,008
		in	Feldspat	0,042	in	Eisenerz	0,007		
		in	Natriumsulfat	0,005	in	Sonstige Klinker	0,006		
		in	Calciumhydroxid	0,001	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	1,515		
		out	Flachglas	1	in	Sand	0,044		
		in	Gießereialsand	0,008					
Elektroflachglas	Flachglas	in	Branntkalk	0,084	in	Ton	0,048		
		in	Sand	0,602	in	Bentonit und Kaolinit	0,001		
		in	Dolomit	0,087	out	Klinker	1		
		in	Wasser	0,024	Klinker, elek.	Klinker	in	Flugasche	0,008
		in	Kaliumcarbonat	0,008	in	Eisenerz	0,007		
		in	Natriumcarbonat (Soda)	0,178	in	Sonstige Klinker	0,006		
		in	Feldspat	0,042	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	1,515		
		in	Natriumsulfat	0,005	in	Sand	0,044		
		in	Calciumhydroxid	0,001	in	Gießereialsand	0,008		
		out	Flachglas	1	in	Ton	0,048		
		in	Bentonit und Kaolinit	0,001					
Hohlglas	Hohlglas	in	Branntkalk	0,039	out	Klinker	1		
		in	Sand	0,280	Zement	Zement	in	Flugasche	0,002
		in	Dolomit	0,04	in	Hüttensand	0,229		
		in	Wasser	0,024	in	Gips aus Rauchgasentschwefelung	0,008		
		in	Kaliumcarbonat	0,004	in	Natürlicher Gips	0,024		
		in	Natriumcarbonat (Soda)	0,083	in	Ölschiefer	0,004		
		in	Feldspat	0,02	in	Trass	0,001		
		in	Glasscherben	0,603	in	Natürlicher Anhydrit	0,019		
		in	Natriumsulfat	0,002	in	Klinker	0,727		
		in	Calciumhydroxid	0,001	in	Sonstige Zement	0,002		
		out	Hohlglas	1	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,046		
out	Zement	1							
Elektrohohlglas	Hohlglas	in	Branntkalk	0,039	Innovative Bindemittel	Zement	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,463
		in	Sand	0,28	in	Sand	0,023		
		in	Dolomit	0,04	in	Wasser	0,034		
		in	Wasser	0,024	out	Zement	1		
		in	Kaliumcarbonat	0,004	Kalk gebrannt	Branntkalk	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	1,8
		in	Natriumcarbonat (Soda)	0,083	in	Wasser	0,422		
		in	Feldspat	0,02	out	Branntkalk	1		
		in	Glasscherben	0,603	out	Abfälle Kalk	0,183		
		in	Natriumsulfat	0,002	out	Abwasser	0,422		
		in	Calciumhydroxid	0,001	Ziegel	Ziegel	in	Sand	0,019
		out	Hohlglas	1	in	Ton	0,845		
FPF-Keramik	Keramik, Typ 1	in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,015	in	Wasser	0,1		
		in	Sand	0,015	in	Spezialton	0,259		
		in	Ton	0,292	in	Additive Ziegel	0,02		
		in	Wasser	0,005	out	Ziegel	1		
		in	Feldspat	0,126	out	Ziegelscherben	0,017		
		in	Chromerze	0,19	out	Abwasser	0,368		
		in	Magnesite	0,278					
		in	Sulfite	0,012					
		in	Keramikglasuren	0,02					
		in	Kaolin	0,035					
		out	Keramik, Typ 1	1					

Tabelle 10-39: Massenbilanz je Prozess (3)

Prozess	HP	I/O	Material	(t_{mat}/t_{hp})	Prozess	HP	I/O	Material	(t_{mat}/t_p)				
Sinter	Sinter	in	Eisenerz	1,2	Primärstahl RG	Stahl	in	Eisenerz	1,453				
		in	Branntkalk	0,009			in	Koks	0,016				
		in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,117			in	Stahlschrott	0,325				
		in	Wasser	0,177			in	Kohlenstoff	0,004				
		in	Additive Stahl	0,2			in	Branntkalk	0,05				
		out	Sinter	1			in	Sauerstoff	0,043				
		out	Stahlstaub	0,002			in	Stahllegierungen	0,109				
		out	Abwasser	0,002			in	Wasser	21,9				
Primärstahl H ₂	Stahl	in	Eisenerz	1,453	Sekundär- stahl	Stahl	in	Koks	0,016				
		in	Koks	0,016			in	Stahlschrott	1,118				
		in	Stahlschrott	0,325			in	Kohlenstoff	0,004				
		in	Kohlenstoff	0,004			in	Branntkalk	0,05				
		in	Branntkalk	0,05			in	Sauerstoff	0,043				
		in	Sauerstoff	0,043			in	Stahllegierungen	0,109				
		in	Stahllegierungen	0,109			in	Wasser	21,9				
		in	Wasser	21,9			in	Wasserstoff	0,064				
		in	Wasserstoff	0,064			in	Additive Stahl	0,08				
		out	Stahl	1			out	Stahl	1				
		out	Hüttensand	0,188			out	Hüttensand	0,188				
		Primärstahl Hlsarna	Stahl	in			Koks	0	Walzstahl	Walzstahl	in	Stahl	1,02
in	Stahlschrott			0,205	out	Walzstahl	1						
in	Branntkalk			0,049	out	Zunder	0,026						
in	Sauerstoff			1,124	Aluminium- oxid	Aluminium- oxid	in	Branntkalk			0,03		
in	Dolomit			0,014			in	Wasser			3,6		
in	Eisenerz			1,414			in	Bauxit			2,152		
in	Stahllegierungen			0,109			in	Natronlauge (50%)			0,095		
in	Wasser			21,25			out	Aluminiumoxid			1		
in	Kohle			0,679			out	Bauxit			0,802		
in	Flussmittel Stahl			0,32			out	Rotschlamm			0,883		
out	Hüttensand			0,277			out	Abfälle Primäraluminium			0,048		
out	Stahl			1			out	Abwasser			3,6		
out	Stahlstaub			0,012			Primär- aluminium	Aluminium			in	Kohlenstoff	0,739
out	Abfälle Stahl			0,2							in	Wasser	50,543
out	Abwasser	3,15	in	Aluminiumoxid					1,918				
Primärstahl Hochofen	Stahl	in	Eisenerz	0,532					in	Aluminiumfluorid	0,017		
		in	Koks	0,342					in	Pech	0,070		
		in	Stahlschrott	0,205	out	Aluminium			1				
		in	Branntkalk	0,062	out	Kohlenstoff			0,005				
		in	Sauerstoff	0,198	out	Abwasser			54,806				
		in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,136	Sekundär- aluminium	Aluminium			in	Aluminiumschrott	1,019		
		in	Dolomit	0,014					in	Wasser	8,2		
		in	Sonstige Eisen	0,03					in	Schmelzsätze	0,3		
		in	Stahllegierungen	0,109					out	Aluminium	1		
		in	Sinter	1,045					out	Salzschlacke	0,4		
		in	Wasser	24,49					out	Aluminiumkrätze	0,051		
		in	Kohle	0,152			out	Abwasser	8,1				
		out	Hüttensand	0,331			Aluminium Gießereien	Gegossenes Aluminium	in	Aluminium	0,912		
		out	Stahl	1					in	Aluminiumschrott	0,092		
out	Stahlstaub	0,028	in	Wasser					5				
out	Abfälle Stahl	0,2	in	Legierungszusatz, Aluminium					0,023				
out	Abwasser	3,233	out	Gegossenes Aluminium					1				
Kupfer- bearbeitung	Bearb- eitetes Kupfer	in	Kupferkathoden	1,02					out	Aluminiumkrätze	0,017		
		out	Kupferschrott	0,026					out	Abwasser	6,5		
		out	Bearb. Kupfer	1	Aluminium Walzen	Gewalztes Aluminium			in	Gegossenes Aluminium	1,004		
			out	Gewalztes Aluminium					1				

Tabelle 10-40: Massenbilanz je Prozess (4)

Prozess	HP	I/O	Material	(t_{mat}/t_p)	Prozess	HP	I/O	Material	(t_{mat}/t_p)
Primär- kupfer	Kupfer- kathoden	in	Kupferschrott	0,179	Sekundär- kupfer	Kupfer- kathoden	in	Sauerstoff	0,301
		in	Kupferkonzentrat	2,842			in	Kalkstein, Mergel, Kreide	0,034
		in	Erdgas	0,007			in	Sand	0,091
		out	Hüttensand	1,687			in	Kupferschrott	1,618
		out	Kupferkathoden	1			in	Wasser	4,17
		out	Schwefelsäure	2,781			in	Blisterkupfer	0,095
		out	Gold	0,001			in	Kupferanoden	0,131
		out	Silber	0,001			in	Erdgas	0,01
out	Blei	0,046	out	Hüttensand			0,356		
				out			Kupferkathoden	1	
				out			KRS-Oxid	0,109	
				out			Eisensilikatsand	0,78	
				out			Sonstige Kupfer	0,129	
				out			Abfälle Kupfer	0,04	
				out			Schwefeldioxid	4,655	
				out			Kupferanodenschlamm	0,009	
				out	Abwasser	0,845			

Tabelle 10-41: Zugehörige Literatur zu den Massenbilanzen je Prozess (vgl. Tabelle 10-37, Tabelle 10-38, Tabelle 10-39 und Tabelle 10-40)

Prozess	Literatur	Prozess	Literatur
Backwaren	[210], [211], [216], [214], [217]	Technische Keramik	[446], [447], [84]
Milch	[217], [214]	Klinker, konv.	[448], [153], [79], [260], [152], [427], [449]
Altpapierstoff	[450], [451], [142], [76], [221]	Klinker, elek.	[448], [153], [152], [79], [260], [449], [427]
Grasstoff	[223]	Zement	[79], [153], [152], [448]
Holzstoff	[450], [452], [451], [142], [221]	Innovative Bindemittel	[81], [427]
Zellstoff	[451], [450], [142], [221], [452]	Kalk gebrannt	[427], [453], [454], [455], [84], [456]
Papierherstellung	[450], [451], [142]	Ziegel	[447], [446], [457], [84], [458], [259], [459]
Ammoniak	[109]	Sinter	[346], [269]
Chlor, Amalgam-Verf.	[238], [83]	Primärstahl H ₂	[78], [346], [269], [432], [83]
Chlor, Diaphragma-Verf.	[238], [83]	Primärstahl Hlsarna	[460], [208], [461], [269], [346]
Chlor, Membran-Verf.	[238], [83]	Primärstahl Hochofen	[346], [83], [269]
Ethylen, elek.	[67], [240], [109], [84], [462], [414], [239], [228], [83]	Primärstahl RG	[78], [346], [269], [432], [83]
Ethylen, konv.	[67], [240], [109], [84], [239], [228], [83], [462], [414]	Sekundärstahl	[269], [346], [432], [83], [463], [434]
Ethylen, MTO-Verf.	[245]	Walzstahl	[244]
Luftzerlegung	[331]	Aluminiumoxid	[276], [277], [464], [280], [283]
Methanol	[67], [231], [465]	Primäraluminium	[276], [277], [466]
Polyethylen	[415]	Sekundäraluminium	[276], [277], [84]
Flachglas	[244], [84]	Aluminiumgießereien	[276]
Elektroflachglas	[244], [84]	Aluminium Walzen	[276]
Hohlglas	[244], [246], [84]	Primärkupfer	[280], [278]
Elektrohohlglas	[244], [246], [84]	Sekundärkupfer	[280], [344], [345], [278]
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik	[446], [447], [84]	Kupferbearbeitung	Siehe Walzstahl, selbe Verluste bei der Bearbeitung angenommen
Haushalts-, Sanitärkeramik	[446], [447], [84]		

Tabelle 10-42 listet die Kostendaten der Ein- und Ausgangsmaterialien sowie die zugehörige Literatur.

Tabelle 10-42: Materialkosten und zugehörige Literatur

Material	Kosten (€ ₂₀₁₈ /t)	Literatur	Material	Kosten (€ ₂₀₁₈ /t)	Literatur
Mehl	297	[180]	Kaolin	140	[180]
Backwaren	2 081	[180]	Keramik, Typ 2	10 793	[180]
Rohmilch	385	[467], [468]	Keramik, Typ 3	4 906	[180]
Milch	348	[469], [470]	Gießereialsand	21	[180]
Verluste Milch	385	[467], [468]	Bentonit und Kaolinit	96	[471]
Sahne	3 247	[469]	Flugasche	71	[58], [472]
Altpapier	174	[473], [474], [475], [476]	Gips aus Rauchgas- entschwefelung	96	[180]
Heu	162	[477]	Natürlicher Gips	93	[180]
Natriumsilicat	437	[478], [388]	Ölschiefer	25	[180]
Holz	79	[479]	Trass	25	[180]
Sägenebenprodukte	45	[480]	Natürlicher Anhydrit	9	[180]
Natriumchlorat	132	[180]	Klinker	37	[180]
Natronlauge (100 %)	400	[481]	Zement	68	[180]
Wasserstoffperoxid	574	[482]	Abfälle Kalk	131	[483]
Abfall Zellstoff	131	[483]	Ton	23	[180]
Schlamm Zellstoff	131	[483]	Spezialton	23	[180]
Schlacke Zellstoff	8	[180]	Ziegel	212	[180]
Verunreinigter Kalk	131	[483]	Ziegelscherben	23	[180]
Halbstoff	727	[180]	Stahlschlamm	131	[483]
Füllstoffe Papier	25	[180]	Eisenerz	114	[484]
Stärke	454	[485]	Flussmittel Stahl	1 609	[58], [486]
Papier	738	[487], [488], [489], [490], [491], [492], [493]	Stahlschlacke	10	[484], [58], [180]
Stickstoff	84	[58]	Stahlschrott	190	[494]
Ammoniak	491	[58]	Brantkalk	110	[484], [58]
Natronlauge (50 %)	200	[481]	Sauerstoff	20	[109]
Natriumchlorid	132	[180]	Kalkstein, Mergel, Kreide	25	[180]
Salzsäure	112	[482]	Dolomit	51	[180]
Kalilauge	924	[482]	Sonstige Eisen	203	[495]
Schwefelsäure	265	[482]	Stahllegierungen	975	[269]
Chlor	190	[180]	Wasser	4	[193]
Methan	190	Modelldaten, reines Methan	Hüttensand	9	[484]
Naphtha	423	[462], [180]	Stahl	499	[180]
Ethylen	750	[462], [180]	Stahlstaub	131	[483]
Propylen	717	[462], [180]	Abfälle Stahl	131	[483]
Butylen	406	[180]	Abwasser	3	[496]
Benzol	721	[462]	Eisenschwamm	203	[495]
Toluol	502	[180]	Additive Stahl	649	Annahme, Additive wie Legierung
Xylol	875	[462]	Walzstahl	619	[180]
Butan	406	[180]	Zunder	15	[180]
Sonst. Kohlenwasserst	406	[180]	Bauxit	35	[497], [388]
Penten	406	[180]	Rotschlamm	131	[483]
Ethan	190	aus Methan abgeleitet	Abfälle Primäraluminium	131	[483]
Propan	104 316	[498]	Reiner Kohlenstoff	12 647	[180]
Argon	6 518	[192]	Aluminiumoxid	377	[180]
Krypton & Xenon	1 230 599	[192]	Aluminiumfluorid	1 609	[58], [486]
Kohlenstoffdioxid	25	[109]	Pech	12 488	[499]
Methanol	315	[500]	Aluminium	1 573	[191], [388]
Abfälle Polyethylen	131	[483]	Aluminiumschrott	1 081	[501]
Flachglas	682	[180]	Schmelzsalze	132	[180]
Sand	21	[180]	Salzschlacke	8	[180]
Kaliumcarbonat	591	[471]	Aluminiumkrätze	8	[180]
Natriumcarbonat	202	[83]	Legierungszusatz, Alu	2 761	[502]
Feldspat	59	[471]	Kupferschrott	5 919	[501]
Glasscherben	72	[83]	Kupferkonzentrat	423	[58], [503]
Natriumsulfat	200	[504]	Kupferkathoden	5 108	[191], [388]
Calciumhydroxid	300	[504]	Magnesite	468	[191]
Hohlglas	419	[180]	Quarz & Quarzit	120	[505]
Chromerze	2 335	[180]	Blei	1 765	[191], [388]
Sulfite	846	[501], [506]	Blisterkupfer	3 576	[191], [388]
Keramik, Typ 1	8 659	[180]	KRS-Oxid	1 525	[501]
Silber	675 434	[507]	Eisensilikatsand	9	[484]
Gold	53 218 680	[507]	Abfälle Kupfer	131	[483]
Keramikglasuren	10 954	[180]	Kupferanodenschlamm	131	[483]
Sinter	151	Annahme nach [484]			

Tabelle 10-43 beinhaltet die Produktionsmengen der industriellen Prozesse in den Szenarien der Dissertation sowie das zugehörige homogene Produktionsgut. Verfahrensrouten mit selbem homogenen Produktionsgut können sich in einem gewissen Maß substituieren.

Tabelle 10-43: *Homogenes Produktionsgut und Produktionsmengen je Prozess, Stützjahr und Szenario, endogen berechnet und grundlegend basierend auf [508], [53]*

Prozess	Homogenes Produkt	TM-KK				TM-KN				TM-KN-SA			
		2025	2035	2045	2050	2025	2035	2045	2050	2025	2035	2045	2050
kt													
Backwaren	Backwaren	6 267	6 081	6 135	6 162	6 267	6 081	6 135	6 162	6 267	6 081	6 135	6 162
Milch	Milch	19 271	18 604	18 582	18 570	19 271	18 604	18 582	18 570	19 271	18 604	18 582	18 570
Altpapierstoff	Halbstoff	15 543	16 077	16 300	16 506	15 543	16 077	16 300	16 506	15 543	16 077	16 300	16 506
Grasstoff	Halbstoff	2 004	2 072	2 101	2 128	2 004	2 072	2 101	2 128	2 004	2 072	2 101	2 128
Holzstoff	Halbstoff	903	934	947	959	903	934	947	959	903	934	947	959
Zellstoff	Halbstoff	1 587	1 641	1 664	1 685	1 587	1 641	1 664	1 685	1 587	1 641	1 664	1 685
Papierherstellung	Papier	22 281	23 091	23 411	23 706	22 281	23 091	23 411	23 706	22 281	23 091	23 411	23 706
Ammoniak	Ammoniak	2 667	2 881	2 867	2 862	2 667	2 881	2 867	2 862	2 667	2 881	2 867	2 862
Chlor, Amalgam	Chlor	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chlor, Diaphragma	Chlor	260	0	0	0	260	0	0	0	260	0	0	0
Chlor, Membran	Chlor	4 874	5 313	5 314	5 309	4 874	5 313	5 314	5 309	4 874	5 313	5 314	5 309
Ethylen, elek.	Ethylen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3 261	3 103	4 617
Ethylen, konv.	Ethylen	5 168	5 316	5 276	5 248	5 168	5 316	5 276	5 248	5 168	2 055	2 173	631
Ethylen, MTO-Verf.	Ethylen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Luftzerlegung	Sauerstoff	9 420	9 505	6 499	5 324	9 420	9 505	8 130	6 589	4 940	5 026	5 219	5 324
Methanol	Methanol	900	964	947	938	900	964	947	938	900	964	947	938
Polyethylen	Polyethylen	1 775	1 869	2 060	2 163	1 775	1 869	2 060	2 163	1 775	1 869	2 060	2 163
Flachglas	Flachglas	2 433	2 359	2 479	2 561	2 433	1 921	0	0	2 433	230	8	0
Elektroflachglas	Flachglas	0	0	0	0	0	438	2 479	2 561	0	2 129	2 471	2 561
Hohlglas	Hohlglas	5 066	4 913	5 163	5 334	5 066	3 013	0	0	5 066	3 013	319	0
Elektrohohlglas	Hohlglas	0	0	0	0	0	1 900	5 163	5 334	0	1 900	4 844	5 334
Fliesen-, Platten-, Feuerfestkeramik	Keramik, Typ 1	2 171	2 122	2 158	2 183	2 171	2 122	2 158	2 183	2 171	2 122	2 158	2 183
Haushalts-, Sanitärkeramik	Keramik, Typ 2	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43
Technische Keramik	Keramik, Typ 3	227	224	224	223	227	224	224	223	227	224	224	223
Klinker, konv.	Klinker	21 755	18 406	16 531	16 537	21 755	17 818	15 337	14 053	21 755	17 345	17 014	13 202
Klinker, elek.	Klinker	0	192	0	0	0	1 084	2 633	3 662	0	1 084	396	3 335
Zement	Zement	32 338	29 173	26 989	25 844	32 338	29 650	28 795	27 174	32 338	28 909	26 848	25 844
Innov. Bindemittel	Zement	0	477	2 036	2 872	0	0	230	1 542	0	741	2 177	2 872
Kalk gebrannt	Branntkalk	6 334	6 381	5 732	5 463	6 334	6 381	5 730	5 461	5 751	5 800	5 564	5 463
Ziegel	Ziegel	12 381	11 353	10 963	10 746	12 381	11 353	10 963	10 746	12 381	11 353	10 963	10 746
Sinter	Sinter	25 359	25 359	7 247	0	25 359	25 359	7 247	0	0	0	0	0
Primärstahl H ₂	Stahl	0	0	0	0	0	0	8 272	15 328	0	0	6 423	17 550
Primärstahl Hlsarna	Stahl	0	0	0	0	0	0	1 510	1 170	0	0	0	0
Primärstahl Hochofen	Stahl	28 977	28 977	8 281	0	28 977	28 977	8 281	0	0	0	0	0
Primärstahl RG	Stahl	1	1	10 590	17 999	1	1	808	1 501	24 137	21 628	12 447	0
Sekundärstahl	Stahl	12 631	13 463	22 042	22 347	12 631	13 463	22 042	22 347	17 472	20 813	22 042	22 796
Walzstahl	Gewalzter Stahl	34 607	34 722	33 610	33 253	34 607	34 722	33 610	33 253	34 607	34 722	33 610	33 253
Aluminiumoxid	Aluminiumoxid	902	750	722	616	902	750	722	616	860	743	650	608
Primäraluminium	Aluminium	467	383	368	310	467	383	368	310	444	380	328	305
Sekundäraluminium	Aluminium	783	891	950	1 034	783	891	950	1 034	806	894	989	1 038
Aluminium-gießereien	Aluminium gegossen	1 061	1 121	1 271	1 348	1 061	1 121	1 271	1 348	1 061	1 121	1 271	1 348
Aluminium Walzen	Aluminium gewalzt	2 467	2 606	2 955	3 135	2 467	2 606	2 955	3 135	2 467	2 606	2 955	3 135
Primärkupfer	Kupfer	450	420	432	437	450	420	432	437	450	420	432	437
Sekundärkupfer	Kupfer	243	226	233	236	243	226	233	236	243	226	233	236
Kupferbearbeitung	Kupfer bearbeitet	1 842	1 765	1 816	1 838	1 842	1 765	1 816	1 838	1 842	1 765	1 816	1 838

Tabelle 10-44 zeigt die exogen vorgegebenen, minimalen und maximalen Anteile der Produktionsmenge je Verfahrensrouten am homogenen Produkt. Beispielsweise wirken die Schrottverfügbarkeit und Branchenvereinbarungen (z. B. Ausstieg aus der Amalgam-Chlorproduktion) begrenzend.

Tabelle 10-44: Minimale und maximale Anteile der Produktionsmenge am homogenen Produkt der jeweiligen Verfahrensrouten

Prozess	min/max ¹	2018	2030	2050	Literatur	Prozess	min/max ¹	2018	2030	2050	Literatur
Altpapierstoff	min (%)		75 ⁵¹			Inno. Bindemittel	max (%)	0	0	10	[58]
Altpapierstoff	max (%)		88			Klinker, elek.	max (%)	0	1	20	[58]
Holzstoff	min (%)		5			Sekundärstahl	min (%)	20	20	20	Modellannahme
Holzstoff	max (%)		34		[182], [149], [509], [223] und Modellannahme	Sekundärstahl	max (%)	40	47	57	[53]
Zellstoff	min (%)		8			Sekundäralu.	min (%)	40	40	40	Modellannahme
Zellstoff	max (%)		66			Sekundäralu.	max (%)	61	68	77	[53]
Grasstoff	min (%)		0			Sekundärkupfer	min (%)	35	35	35	Modellannahme
Grasstoff	max (%)		10			Sekundärkupfer	max (%)	45	46	49	[53]
Chlor, Amalgam	max (%)		2017: 0		[109]						
Chlor, Diaphragma	max (%)		2027: 0		Modellannahme						

¹Minimaler bzw. maximaler Anteil der Produktionsmenge je Verfahrensrouten am homogenen Produktionsgut (z. B. Stahl)

⁵¹ Der Mindestanteil für Altpapier wurde in einer Nachoptimierung der letzten drei Jahre des TM-KN Szenarios ergänzt, um den unplausiblen Abfall der Altpapierproduktion bei hohem Emissionsdruck aufgrund des Verbleibs geringer Mengen Kohle in der Prozessroute zu verhindern. Dadurch soll der weiterhin geltende Kreislaufwirtschaftsaspekt im Szenario betont werden. Da der Wert jedoch weder im TM-KN Szenario noch in den anderen Szenarien vorher oder nachher unterschritten wird, gilt er gleichfalls für den vollständigen Betrachtungszeitraum und alle Szenarien.

10.4.3 Maßnahmen

Der Abschnitt beschäftigt sich mit der Datengrundlage von im Modell verwendeten prozessspezifischen Maßnahmen und Maßnahmentechnologien sowie den prozessspezifischen Maßnahmen.

Bilanzräume verknüpfen Maßnahmen und Maßnahmentechnologien miteinander. Die Bilanzräume, den Anteil des Bilanzraums am Prozess und die hinter den jeweiligen Maßnahmen und Maßnahmentechnologien stehende Literatur, weist Tabelle 10-45 aus. Die Maßnahmen und zugehörige Parameter zeigen Tabelle 10-48, Tabelle 10-49, Tabelle 10-50 und Tabelle 10-51. Die den Maßnahmen zugrunde liegenden Maßnahmentechnologien enthalten Tabelle 10-52, Tabelle 10-53, Tabelle 10-54, Tabelle 10-55 und Tabelle 10-56.

Tabelle 10-45: Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (1)

Übergeordneter Prozess	ID BI	Bezeichnung Bilanzraum	Bilanzraumanteil am Prozess	Literatur: Maßnahme, Maßnahmentechnologien und Bilanzraum entnommen aus bzw. eigene Berechnung nach
Altpapierstoff	41	Pulper und Wendel	1	
	42	Rotoren und Siebkörbe	1	
	43	Umgang mit Fasern	1	
	44	Deinking	1	[83], [82] nach [510], [50]
	45	Dispergierer	1	
	47	Wärmerückgewinnung Bleiche	1	
Holzstoff	46	Refiner	0,38	
	48	Auslastung Refiner	0,38	
	49	TMP Temperatur	0,38	[83], [82] nach [50]
	50	TMP Enzymatische Vorbehandlung Holz	0,38	
	51	Abwärmenutzung TMP	0,38	
Zellstoff	52	Schwarzlaugenverwertung	1	
	53	Abwärmenutzung beim Bleichen	1	[83], [82] nach [50]
Papierherstellung	54	Kompressoren Trocknung	1	
	55	Papiererwärmung	1	
	56	Nasspressenpartie	1	
	57	Abwärmenutzung Nachtrocknungspartie	1	
	58	Fasermodifikation	1	[83], [58], [82] nach [50]
	59	Trocknungsverfahren Tissue	0,1	
	60	Trocknungsverfahren, niederwertige Papiere	0,45	
	61	Refiner zur Stoffaufbereitung	1	
	62	Auslastung Refiner zur Stoffaufbereitung	1	
Ammoniak	109	Wasserstoffeffizienz Synthese	1	
	110	Synthesereaktor	1	
	111	Mitteldruckreaktor im Synthesereaktor	0,53	[83], [82]
	112	Prozessregelung Ammoniaksynthese	1	
Chlor, Diaphragma	101	Wasserstoffnutzung beim Diaphragmaverfahren	0,9	[83]
Chlor, Membran	102	Wasserstoffnutzung beim Membranverfahren	0,9	
	103	Natronlaugenbearbeitung	1	
	104	Wärmerückgewinnung Membranverfahren	1	
	105	Prozessleitsystem	1	[83], [82] nach [84], [511], [512]
	106	Membrananlagen mit Stromdichte von 6kA/m ²	0,08	
	107	Membrananlagen mit Stromdichte von 5 kA/m ²	0,45	
	108	Membrananlagen mit Stromdichte von 4 kA/m ²	0,48	
Ethylen, konv.	95	Kolonnen Steamcracker	1	
	96	Kälterückgewinnung Kältemittelkreislauf	1	
	97	Spaltöfen	1	
	98	Abwärmenutzung Gasturbine Steamcracker	1	[83], [82] nach [513], [511], [514]
	99	Pyrolyserohre	1	
	100	Prozessdampfregelung	1	
Methanol	115	Allgemeine Maßnahmen Methanol	1	
	116	Reformer 1	1	
	117	Reformer 2	1	[82] nach [84], [515], [516], [517], [518]
	118	CO ₂ -Abscheidung Methanol	1	
Polyethylen	129	Mischer in den Reaktoren	1	
	130	Allgemeine Maßnahmen Polyethylen	1	[82] nach [511], [519], [84]
	131	Wärmerückgewinnung Polyethylen	1	

Tabelle 10-46: Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (2)

Übergeordneter Prozess	ID BI	Bezeichnung Bilanzraum	Bilanzraumanteil am Prozess	Literatur: Maßnahme, Maßnahmentechnologien und Bilanzraum entnommen aus bzw. eigene Berechnung nach
Flachglas	67	Fremdscherbenanteil Bauglas	1	
	80	Gemengebenetzung Flachglas	1	
	81	Verbrennungsluftgebläse Flachglas	1	
	82	Abwärmenutzung Schmelzwanne Flachglas	1	[83], [82] nach [520], [521], [248], [522], [523], [524]
	83	Luftregelung Wanne Flachglas	1	
	84	Isolation Schmelzwanne Flachglas	1	
	85	Rohmaterialen neben Scherben Flachglas	1	
Hohlglas	63	Prozessüberwachung Formgebung	1	
	64	Fremdscherben Weißglas	0,52	
	65	Fremdscherben Braunglas	0,2	
	66	Fremdscherben Grünglas	0,29	
	68	Gemengebenetzung	1	
	69	Flussmitteleinsatz	1	
	70	Rohmaterialen neben Scherben	1	
	71	Verbrennungsluftgebläse	1	[83], [82] nach [520], [521], [525], [526], [248], [522], [523], [524]
	72	Druckluftnetz	1	
	73	Fördersystem Glas	1	
	74	Schmelzwanne	1	
	75	Abwärmenutzung Schmelzwanne	1	
	76	Brennstoffstufung bei U-Flammenwanne	0,64	
	77	Luftregelung Wanne	1	
78	Isolation Schmelzwanne	1		
79	Gase Schmelzwanne	1		
Klinker, konv.	1	Klinkerkühler, Rost, Satelliten und Schubrostkühler	0,95	
	20	Mühlen zur Brennstoffaufbereitung	1	
	21	Klinkeröfen	0,97	
	22	Öfen mit Vorwärmstufe zur potenziellen Nachrüstung Vorcalzinators	0,92	
	23	Öfen mit Vorwärmstufen	0,92	
	24	Öfen mit Vorwärmstufen zum Einbau Druckverlustarmer Zyklonvorwärmer	0,92	[83], [82] nach [527], [528]
	25	Abwärme des Klinkerkühlers und Vorwärmers	1	
	26	Rohstoffzusammensetzung zur Ofenoptimierung	1	
	27	Mahlwerke zur Rohmaterialaufbereitung	0,58	
	28	Fördersysteme Rohmaterial	0,66	
29	Silos Rohmaterial	0,72		
Zement	30	Mühlen zur Zementmahlung	0,98	
	31	Sichter zur Separation	1	[83], [82] nach [527]
	32	Mahlkugeln Zementmühlen	1	
Kalk gebrannt	33	Mühlen zur Rohkalkmahlung	1	
	34	Sichter bei Kalkmühlen	1	
	35	Mahlkugeln Kalkmühlen	1	
	36	Brennöfen Kalkindustrie	0,92	
	37	Wartungsintervalle Feuerfestmaterialien	1	[83], [82] nach [527]
	38	Abgasrückführung Ringschachtofen	0,18	
	39	Prozessregelung Kalzinierung	1	
	40	Abgasenergieerückgewinnung Kalköfen	0,2	
Ziegel	113	Energiemanagement Ziegel	1	[259], [82] nach [84]
	114	Verbrennungsführung Ziegel	1	
Sinter	9	Nutzung Sinterkühlerabwärme	0,33	
	10	Nutzung Sinterabgasabwärme	1	[83]
Primärstahl Hochofen	2	Hochofen Gichtgaseffizienz und -verwendung	1	
	3	Abwärmenutzung Hochofenschlacke	1	
	4	Konvertergasrückführung	1	
	5	Temperaturmessung am Konverter	1	[83], [82] nach [529]
	6	Stromrückgewinnung am Konverter	1	
	7	Wärmetauscher am Winderhitzer	1	
	8	Pellets statt Sinter	1	
			1	
Sekundärstahl	11	Schlackenbehandlung	1	
	12	Optimierte Prozessregelung durch Temperaturmessung	1	
	13	Abwärmenutzung	1	[83], [82] nach [529], [530]
	14	Edelgasbehandlung	1	
	15	Typ Elektroöfen	1	

Tabelle 10-47: Bilanzraum und Bilanzraumanteil der Prozessmaßnahmen und -maßnahmentechnologien (3)

Übergeordneter Prozess	ID Bl	Bezeichnung Bilanzraum	Bilanzraumanteil am Prozess	Literatur: Maßnahme, Maßnahmentechnologien und Bilanzraum entnommen aus bzw. eigene Berechnung nach
Walzstahl	16	Brenner Warmhalteofen	1	
	17	Abwärmenutzung Halbzeug direkt	1	[83]
	18	Isolierung Wärmofen	1	
	19	Abwärmenutzung Halbzeug Kühlwasser	1	
Primär-aluminium	86	Anoden und Kathoden in der Elektrolysezelle	1	
	87	Prozessregelung	1	
	88	Widerstandsverluste	1	
	89	Gleichrichter-Transformator	1	[83], [82] nach [531], [532]
	90	Abwärmenutzung Anodenbacken	1	
	91	Abwärmenutzung Elektrolysezellen Aluminium	1	
	133	Elektrolysezellentyp	1	
Sekundär-aluminium	92	Brenner Sekundäraluminium	0,99	
	93	Abwärmenutzung des Abgases aus dem Schmelzofen	0,47	[83]
	94	Heißeinsatz Warmwalzwerk	1	
Aluminium Gießereien	132	Schmelzen und Warmhalten Aluminiumgießereien	1	[202], [58], [441]
Primärkupfer	119	Brenner im Konverter	1	
	120	Rinnen- und Muldenbeheizung	1	
	121	Beheizung der Spaltanlage	1	Projektwissen
	122	Anheizter der Spaltanlage	1	
	123	Trockentrommel Kupferoxid	1	
Sekundärkupfer	126	TBRC Sekundärkupfer	1	
	127	Rinnen und Mulden Sekundärkupfer	1	Projektwissen
	128	Dampferzeugung Hilfsanlagen	1	
Kupferbearbeitung	124	Kathodenschachtofen Strangguss	1	Projektwissen
	125	Kathodenschachtofen Drahtanlage	1	

Maßnahmen und Maßnahmentechnologien können dem Bilanzraum über die Identifikationsnummer des Bilanzraums zugeordnet werden (ID Bl). Jede Maßnahme umfasst eine Referenz (ID Ref) und ein Substitut (ID Sub). Die ID's der Maßnahmenreferenz und des -substituts entsprechen den technischen Identifikationsnummern der Maßnahmentechnologien (ID Tech). Eine ausführliche Beschreibung der Maßnahmen enthält die jeweilig angegebene Literatur. Überwiegend entstammen die Maßnahmen den Angaben in [83] und [82].

Tabelle 10-48: Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (1)

Übergeordneter Prozess	ID Tech				Prozessmaßnahmen	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Strom-einsparung	Brennstoff-einsparung	Tech. Nutzungsdauer	Tech. Verfügbarkeit
	ID Mn	ID Bl	ID Ref	ID Sub		(€ ₂₀₁₈ /t)	(€ ₂₀₁₈ /t)	(kWh/t)	(kWh/t)	(a)	(jz)
						(€ ₂₀₁₈ /t)	(€ ₂₀₁₈ /t)	(kWh/t)	(kWh/t)	(a)	(jz)
Altpapierstoff	1	41	96	97	Hochkonsistenzpulper mit optimierter Wendel	3	0	16	0	10	bv
	2	42	98	99	Einsatz von Multi-Foil Rotor mit C-bar Stabsiebkorb	6	0	18	0	10	bv
	3	43	100	101	Fraktionierung der Recyclingfasern	13	0	5	60	15	bv
	4	44	102	103	Deinking mit Säulenflotation	5	0	12	0	10	bv
	5	45	104	105	Hochzahngarnituren für Dispergierer	2	0	6	0	15	bv
	6	47	108	109	Wärmerückgewinnung Bleiche	1	0	0	8	20	bv
Holzstoff	7	46	106	107	Ersatz von Steilkegel- oder Einscheibenrefiner durch Doppelscheibenrefiner (Holzstoff)	25	0	300	0	5	bv
	8	48	110	111	Auslastungserhöhung der Refiner (Holzstoff)	9	0	50	0	5	bv
	9	49	112	113	Thermomechanischer Aufschluss bei höherer Temperatur und Refinerintensität (Holzstoff)	108	0	333	0	15	bv
	10	50	114	115	Enzymatische Vorbehandlung (Holzstoff)	133	3	517	0	15	bv
	11	51	116	117	Abwärmenutzung vom thermomechanischen Aufschluss zur Prozessdampfzeugung (TMP) (Holzstoff selbst ergänzt)	54	3	-149	965	20	bv
Zellstoff	12	52	118	119	Schwarzlaugenvergasung (Zellstoff)	92	0	243	0	20	bv
	13	53	120	121	Abwärmenutzung vom Bleichen zur Prozesswassererwärmung (Zellstoff, selbst ergänzt)	1	0	0	7	20	bv
Papierherstellung	14	54	122	123	Thermokompressoren zur Brüdenkompression	1	0	0	25	20	bv
	15	55	124	125	Papierbahnerwärmung mit Dampfblaskasten	6	0	0	50	15	bv
	16	56	297	298	Ersatz von Walzenpresse durch Schuhpresse	43	0	0	133	20	bv
	17	56	126	298	Ersatz von Saugwalzenpresse durch Schuhpresse (Tissuepapiere)	51	0	0	222	20	bv
	18	57	127	128	Abwärmenutzung der Nachtrocknungspartie zur Klar- und Siebwassererwärmung	1	0	0	40	20	bv
	19	58	129	130	Polymerbeschichtung von Cellulosefasern	5	0	46	51	20	bv
	20	59	131	132	Unterdrucksaugwalzpresse zur Tissuepapieretrocknung	680	0	0	457	20	bv
	21	60	133	134	Impulstroeknung als innovatives Trocknungsverfahren	97	0	0	185	10	bv
	22	61	135	136	Ersatz von Kegel- durch Doppelscheibenrefiner	6	0	8	0	10	bv
	23	62	137	138	Auslastungserhöhung der Refiner	7	0	38	0	5	bv
Ammoniak	24	109	247	248	Wasserstoffrückgewinnung aus dem Synthesekreislauf	12	0	0	222	20	bv
	25	110	249	250	Niedrigdruck-Synthese-Reaktor	85	3	0	509	20	bv
	26	111	251	252	Dual-Druck-Synthesekreislauf	374	0	0	417	20	bv
	27	112	253	254	Modellprädiktive Prozessregelung	7	0	0	167	15	bv
Chlor, Diaphragma	28	101	226	227	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Diaphragmaverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	303	35	1 100	1 850	30	bv
	29	101	228	227	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Diaphragmaverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	303	31	1 100	1 850	30	bv
	30	101	228	229	Wasserstoffverstromung mittels Brennstoffzelle anstatt thermischer Nutzung	101	21	617	158	10	bv
Chlor, Membran	31	102	230	231	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit chemischer H ₂ -Verwendung	104	31	617	158	30	bv
	32	102	232	231	Nachrüstung von Sauerstoffverzehrkathode (4 kA/m ²) von Membranverfahren mit thermischer H ₂ -Verwendung	104	31	617	158	30	bv
	33	102	232	233	Wasserstoffverstromung mittels Brennstoffzelle anstatt thermischer Nutzung Membranverfahren	101	21	617	158	10	bv
	34	103	234	235	Dreistufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	12	0	0	136	10	bv
	35	103	234	236	Vierstufige Natronlaugeneindampfsysteme für Membranzellen	17	0	0	181	10	bv
	36	104	237	238	Wärmerückgewinnung (Chlor)	0	0	25	8	30	bv
	37	105	239	240	Prozesskontrolle (Chlor)	1	0	74	23	30	bv
	38	106	241	242	Nachrüstung von Membranverfahren (6 kA/m ²), bei Membranverfahren	57	0	22	158	30	bv
	39	107	243	244	Nachrüstung von Membranverfahren (5 kA/m ²) bei Membranverfahren	68	0	67	158	30	bv
	40	108	245	246	Nachrüstung von Membranverfahren (4 kA/m ²), bei Membranverfahren	85	0	147	158	30	bv

Tabelle 10-49: Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (2)

Über-geordneter Prozess	ID Tech				Prozessmaßnahmen	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Stromsparung	Brennstoffeinsparung	Tech. Nutzungsdauer	Tech. Verfügbarkeit
	ID Mn	ID Bl	ID Ref	ID Sub		(€/2018/t)	(€/2018/t)	(kWh/t)	(kWh/t)	(a)	(jz)
	Ethylen, konv.	41	95	212		213	Wärmeintegrierte Rektifizierkolonne	10	0	-6	46
	42	96	214	215	Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	11	0	0	98	15	bv
	43	97	216	217	Neue Spaltöfen mit optimierter Strahlungszone	520	0	0	1 910	25	bv
	44	97	216	218	Neuer Transferleitungs-Wärmeübertrager	8	0	0	200	15	bv
	45	97	216	223	Katalytische Spaltöfen	380	0	0	3 527	25	2038
	46	98	219	220	Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung	402	-13	0	1 299	15	bv
	47	99	221	222	Coking-Reduzierung durch keramisch beschichtete Pyrolyserohre	1 383	0	0	1 000	25	bv
	48	100	224	225	Übergeordnete Regelung des Prozessdampfeinsatzes	7	0	0	300	10	bv
Methanol	49	115	259	260	Allgemeine Maßnahmen	5	0	19	598	20	bv
	50	116	261	262	Kleine Verbesserung des Reformers	5	0	12	377	20	bv
	51	117	263	264	Große Verbesserungen des Reformers	24	0	33	1 078	20	bv
	52	118	265	266	Verbesserte CO ₂ -Abscheidung (Methanol)	6	0	8	243	15	bv
Polyethylen	53	129	289	290	Reaktor mit Statikmischern	7	0	1 070	0	10	bv
	54	130	291	292	Allgemeine Maßnahmen (Polyethylen)	1	0	286	0	10	bv
	55	131	293	294	Wärmerückgewinnung (Polyethylen)	0	0	39	12	10	bv
Flachglas	56	67	175	176	Fremdscherbeneinsatzerhöhung auf das technische Maximum (Bauglas)	0	1	0	11	15	bv
	57	80	177	178	Reduzierung der Gemengebenetzung (Feuchtigkeitsgehalt 3,5 auf 2 %)	0	1	3	31	15	bv
	58	81	179	180	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	1	0	6	0	15	bv
	59	82	181	189	Gemenge- und Scherbenvorwärmung (Gemengebereitung)	20	0	15	31	12	bv
	60	82	181	182	Ofenabwärmeverstromung mittels doppelstufiger Dampfturbine	26	0	78	9	15	bv
	61	83	183	184	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	3	0	0	69	15	bv
	62	84	185	186	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	0	13	0	153	15	bv
	63	85	187	188	Substitution der Rohmaterialien	0	3	75	0	15	bv
Hohlglas	64	63	139	140	Qualitätskontrolle mittel Infrarotüberwachung bzw. Optimierte Vorherdregelung durch Infrarotanalyse	1	0	2	23	15	bv
	65	64	141	142	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Weißglas)	0	19	0	4	15	bv
	66	65	143	144	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Braunglas)	0	33	0	3	15	bv
	67	66	145	146	Fremdscherbenanteilerhöhung auf das technische Maximum (Grünglas)	0	8	0	3	15	bv
	68	68	148	149	Reduzierung der Gemengebenetzung (Feuchtigkeitsgehalt 3,5 auf 2 %)	0	1	3	31	15	bv
	69	69	150	151	Flussmitteleinsatzerhöhung um 0,1 % Lithium-Feldspat	0	4	9	95	15	bv
	70	70	152	153	Substitution der Rohmaterialien	0	3	0	7	15	bv
	71	71	154	155	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	1	0	6	0	15	bv
	72	72	156	157	Aufteilung in bedarfsgerechte Druckluftnetze (6,0, 3,5, und 2,1 bar)	4	0	16	0	15	bv
	73	73	158	159	Umstellung von pneumatischen auf mechanische Fördersysteme	9	0	3	0	15	bv
	74	74	160	161	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von rekuperativer Schmelzwanne	177	0	37	371	12	bv
	75	74	162	161	Wechsel zu regenerativer U-Flammenwanne von regenerativer, querbefuerter Schmelzwanne	177	0	6	56	12	bv
	76	75	163	164	Ofenabwärmeverstromung mittels Dampfmotor	13	0	15	17	15	bv
	77	75	163	165	Ofenabwärmeverstromung mittels ORC-Anlage	17	0	20	17	15	bv
	78	75	163	166	Ofenabwärmernutzung zur internen Warmwasserversorgung	4	0	0	17	15	bv
	79	75	163	147	Gemengevorwärmung mittels Abwärmernutzung auf 300 °C	27	0	9	93	12	bv
	80	76	167	168	Brennstoffstufung mit Sekundärgas	1	0	3	24	15	bv
	81	77	169	170	Reduzierung der überschüssigen Luft durch verbesserte Lambda-Regelung	3	0	4	36	15	bv
	82	78	171	172	Verstärkte Isolierung (Schmelzwanne, Doghouse, Regeneratoren)	0	5	11	111	15	bv
	83	79	173	174	Bubblinganlage	5	1	0	24	15	bv

Tabelle 10-50: Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (3)

Übergeordneter Prozess	ID Tech				Prozessmaßnahmen	Spezifische Investitionen	Spezifische Betriebskosten	Strom- ein- sparung	Brenn- stoff- ein- sparung	Tech. Nut- zungs- dauer	Tech. Verfüg- barkeit
	ID Mn	ID Bl	ID Ref	ID Sub		(€ ₂₀₁₈ /t)	(€ ₂₀₁₈ /t)	(kWh/t)	(kWh/t)	(a)	(jz)
	Klinker, konv.	84	1	1		3	Wechsel von Dreh- oder Satellitenkühler zu Rostkühler	9	0	-4	56
	85	1	3	2	Modernisierung von Rostkühler zu Schubrostkühler	1	0	0	7	20	bv
	86	20	48	49	Vertikalrollenmühlen zur Kohlemahlung	2	0	1	0	20	bv
	87	21	50	51	Wirbelschichtfeuerung	32	0	-9	83	30	2030
	88	21	52	50	Ersatz von Lepolöfen durch Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer und Calzinator	86	0	5	250	40	bv
	89	21	50	55	Kapazitätzusammenlegung von zwei Drehrohröfen	149	0	3	49	40	bv
	90	22	53	54	Nachrüstung von Vorcalzinator am Drehrohröfen mit Zyklonvorwärmer	34	0	0	119	40	bv
	91	23	56	57	Ausbau des Zyklonvorwärmers auf fünf Stufen	6	0	0	25	20	bv
	92	24	58	59	Druckverlustarme Zyklonvorwärmer	4	0	3	0	20	bv
	93	25	60	61	ORC-Verstromung der Abwärme des Vorwärmers und Klinkerkühlers	37	0	46	0	20	bv
	94	26	62	63	Optimierte Ofenregelung durch kontinuierliche Messung der Rohstoffzusammensetzung	2	0	2	32	10	bv
	95	27	64	65	Ersatz von Kugelmühlen durch Vertikalmühlen	10	0	11	0	20	bv
	96	28	66	67	Mechanische anstatt pneumatische Fördersysteme	11	0	3	0	20	bv
	97	29	68	69	Rohmehlhomogenisierung in Gravitationsilos	3	0	3	0	25	bv
Zement	98	30	70	71	Vertikalrollenmühle ersetzt Kugelmühle	19	0	26	0	20	bv
	99	31	72	73	Hochleistungsfeinsichter	2	0	4	0	20	bv
	100	32	74	75	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	2	0	6	0	10	bv
Kalk geb- rannt	101	33	76	77	Ersatz von Kugelmühlen durch Vertikalmühlen	8	0	8	0	20	bv
	102	34	78	79	Hochleistungsfeinsichter	3	0	4	0	20	bv
	103	35	80	81	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	3	0	6	0	10	bv
	104	36	82	83	Wechsel von Drehrohröfen mit Vorwärmer zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	34	0	1	792	30	bv
	105	36	84	83	Wechsel von Mehrkammerschacht/Stahlmantelschtofen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	34	0	0	319	30	bv
	106	36	85	83	Wechsel von Ringschachtöfen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	34	0	4	167	30	bv
	107	36	86	83	Wechsel von Normalschachtöfen zu Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen	34	0	20	111	30	bv
	108	36	95	83	Neuzustellung von Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen (Baujahr < 1990)	34	0	3	56	30	bv
	109	37	87	88	Kürze Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	0	2	0	60	5	bv
	110	38	89	90	Abgasrezirkulation bei Ringschachtöfen	1	0	0	55	10	bv
	111	39	91	92	Expertensystem zur verbesserten Prozessregelung	2	0	2	32	10	bv
	112	40	93	94	ORC-Verstromung der Ofenabwärme	56	0	46	0	20	bv
Ziegel	113	113	255	256	Verbessertes Energiemanagement	2	0	0	100	10	bv
	114	114	257	258	Optimierte Verbrennungsführung	1	0	9	0	35	bv
Sinter	115	9	20	21	Brennluftvorwärmung durch Sinterkühlerabwärmenutzung	6	0	0	15	10	bv
	116	10	22	23	Sinterabgaswärmenutzung zur Dampferzeugung und Verstromung	8	0	11	14	20	bv
	117	10	22	24	Partielle Sinterabgasrückführung	13	0	-3	59	20	bv
	118	10	22	25	Selektive Sinterabgasrückführung	10	0	0	34	20	bv
Primär- stahl	119	2	4	5	Verminderte Gichtgasverluste beim Doppelglockenverschluss	1	0	0	16	15	bv
	120	2	4	6	Gichtgasentspannungsturbine (TRT)	9	0	48	0	15	bv
Hoch- ofen	121	2	4	7	Gichtgasrückführung (TGRBF)	139	7	0	215	15	bv
	122	3	8	9	Hochofenschlackeabwärmenutzung zur Prozessdampferzeugung	4	0	17	0	15	bv
	123	4	10	11	Konvertergasrückgewinnung	57	0	0	208	10	bv
	124	5	12	13	Verbesserte Abstichttemperaturregelung durch in-situ Temperaturmessung	1	0	5	0	20	bv
	125	6	14	15	ORC am Konverter	5	0	22	0	15	bv
	126	7	16	17	Opt. Wärmetauscherlösung für Winderhitzer	4	0	0	36	30	bv
	127	8	18	19	Optimiertes Sinter-Pellet-Ratio	1	0	0	333	20	bv
Sek- undär- stahl	128	11	26	27	Verbesserte Schaumslaggenkontrolle	4	0	11	18	20	bv
	129	12	28	29	Verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung	2	0	30	0	20	bv
	130	13	30	31	Kontinuierlicher Betrieb mit Abwärmeverstromung	292	0	69	0	30	bv
	131	13	30	32	Kontinuierliche Beschickung und Schrottvorwärmung über Ofenabwärmenutzung	168	0	201	0	20	bv
	132	13	30	37	Verdampfungskühlsystem zur Strom- und Dampferzeugung	30	0	46	28	20	bv
	133	14	33	34	Bodenspülung	1	1	19	0	20	bv
	134	15	35	36	DC Elektroöfen ersetzt AC Elektroöfen	250	0	89	0	20	bv

Tabelle 10-51: Prozessmaßnahmen und zugehörige Parameter (4)

Übergeordneter Prozess	ID Tech				Prozessmaßnahmen	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Stromsparung	Brennstoffeinsparung	Tech. Nutzungsdauer	Tech. Verfügbarkeit
	ID Mn	ID Bl	ID Ref	ID Sub		(€/2018/t)	(€/2018/t)	(kWh/t)	(kWh/t)	(a)	(jz)
Walzstahl	135	16	38	39	Regeneratorbrenner	8	0	0	113	10	bv
	136	16	38	40	Rekuperatorbrenner	6	0	0	96	10	bv
	137	16	38	45	Flammenlose Oxidation	6	0	0	110	10	bv
	138	17	41	42	Heißeinsatz bei Walzstahl	29	0	0	156	20	bv
	139	18	43	44	Verstärkte Isolierung der Wärmefen	35	0	1	44	20	bv
	140	19	46	47	Kühlwasserabwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	2	0	0	8	15	bv
Primäraluminium	141	86	192	193	Benetzte Kathoden und inerte Anoden	518	20	400	2 840	8	2030
	142	87	194	195	Neun-Box-Prozessregelungssystem	7	0	167	0	10	bv
	143	88	196	197	Reduzierung von Widerstandsverlusten	1	1	23	0	20	bv
	144	89	198	199	Einsatz verlustarmer Gleichrichter-Transformator	6	0	10	0	30	bv
	145	90	200	201	ORC-Verstromung der Anodenofenabgase	8	0	18	0	15	bv
	146	91	202	203	ORC Elektrolysezellen	6	0	286	0	15	bv
	147	133	190	191	Neuzustellung von PBCWPF-Zellen	350	0	700	0	20	bv
Sekundäraluminium	148	92	204	207	Sauerstoffbrenner, Sekundäraluminium	12	9	0	235	12	bv
	149	92	204	205	Rekuperatorbrenner	7	0	0	167	12	bv
	150	92	204	206	Regeneratorbrenner, Sekundäraluminium	11	0	0	223	12	bv
	151	93	208	209	Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärmenutzung	6	0	0	52	20	bv
	152	94	210	211	Heißeinsatz im Warmwalzwerk	56	0	0	228	20	bv
Aluminium Gießereien	153	132	295	296	Induktionsschmelz- und Wärmehalteofen Aluminium Gießerei	42	1	-475	1 283	30	bv
Primärkupfer	154	119	267	268	Torpedobrenner zum effizienten Aufheizen im Konverter	*	*	*	*	*	bv
	155	119	267	272	Elektrifizierung des Konverters mit Plasmabrenner	*	*	*	*	*	bv
	156	120	273	274	Elektrische Rinnen- und Muldenbeheizung mit Infrarotwärmerung	*	*	*	*	*	bv
	157	121	275	276	Elektrische Beheizung der Spaltanlage mit direkter Widerstandserwärmung	*	*	*	*	*	bv
	158	122	277	278	Elektrifizierung des Anheizers mit direkter Widerstandserwärmung	*	*	*	*	*	bv
	159	123	269	270	Ersatz der erdgasbeheizten Trockentrommel durch Dampftrockentrommel	*	*	*	*	*	bv
	160	123	269	271	Ersatz der erdgasbeheizten Trockentrommel durch elektrifizierte Trockentrommel	*	*	*	*	*	bv
Sekundärkupfer	161	126	283	284	Elektrifizierung des Konverters Sekundärkupfer	*	*	*	*	*	bv
	162	127	285	286	Elektrifizierung der Rinnen und Mulden Sekundärkupfer	*	*	*	*	*	bv
	163	128	287	288	Dampferzeugung aus Abwärme und Elektrifizierung des Restverbrauchs	*	*	*	*	*	bv
Kupferbearbeitung	164	124	279	280	Elektrifizierung Kathodenschachtofen (KSO) und Gießöfen - Strangguss mittels induktiver Beheizung	*	*	*	*	*	bv
	165	125	281	282	Elektrifizierung der - Drahtanlage (KSO, Rinnen, Warmhalteofen, Gießmaschine)	*	*	*	*	*	bv

* Kann wegen Geheimhaltung nicht veröffentlicht werden

Die Maßnahmentechnologien gehen aus den Maßnahmen hervor und werden anhand der Maßnahmenbeschreibung in der jeweiligen Literatur synthetisch konstruiert. Falls keine Referenz vorhanden ist, fungiert die Basistechnologie „ohne“ die Ergänzungstechnologie als Referenz. In Summe ergänzen sich die Bilanzraumanteile über alle Technologien je Bilanzraum zu 1. Der Begriff „Maßnahmentechnologie“ subsummiert in diesem Zusammenhang alle Referenzen bzw. Substitute der Maßnahmen. Darunter sind auch Referenzen und Substitute, die keinen Technologiebezug aufweisen (z. B. „Maximaler Fremdscherbenanteil Bauglas“). Der Begriff Maßnahmentechnologie gilt hier generisch.

Tabelle 10-52: *Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (1)*

Übergeordneter Prozess	ID Bl	ID Tech	Technologie	Anteil am Bilanzraum	Technische Nutzungsdauer	Technische Verfügbarkeit	
				(dl), 2018	(a)	(jz)	
Altpapierstoff	41	96	Pulper mit Wendel	0,7	10	bv	
	41	97	Hochkonsistenzpulper mit optimierter Wendel	0,3	10	bv	
	42	98	Standardrotoren und Siebkörbe	0,8	10	bv	
	42	99	Multi-Foil Rotor mit C-bar Stabsiebkorb	0,2	10	bv	
	43	100	Standard Recyclingfasern	1	15	bv	
	43	101	Fraktionierung der Recyclingfasern	0	15	bv	
	44	102	Deinking	1	10	bv	
	44	103	Deinking mit Säulenflotation	0	10	bv	
	45	104	Keine Garnituren Dispergierer	0,7	15	bv	
	45	105	Hochzahngarnituren Dispergierer	0,3	15	bv	
	47	108	Keine Wärmerückgewinnung Bleiche	0,8	10	bv	
	47	109	Wärmetauscher Bleiche zum Aufheizen von Frischwasser	0,2	10	bv	
	Holzstoff	46	106	Steilkegel- oder Einscheibenrefiner	0,35	5	bv
		46	107	Doppelscheibenrefiner	0,65	5	bv
48		110	Normale Auslastung Refiner	1	5	bv	
48		111	Erhöhte Auslastung Refiner	0	5	bv	
49		112	TMP Standard	0,93	15	bv	
49		113	TMP höhere Temperatur	0,07	15	bv	
50		114	Keine Vorbehandlung des Holzstoffs	1	15	bv	
50		115	Enzymatische Vorbehandlung des Holzstoffs	0	15	bv	
51		116	Keine Abwärmenutzung beim TMP	0,21	20	bv	
51		117	Abwärmenutzung beim TMP	0,79	20	bv	
Zellstoff		52	118	Verbrennung im Laugenkessel	1	20	bv
	52	119	Vergasung Schwarzlauge	0	20	bv	
	53	120	Keine Abwärmenutzung beim Bleichen	1	20	bv	
	53	121	Abwärmenutzung beim Bleichen	0	20	bv	
Papierherstellung	54	122	Standardkompressoren Trocknung	1	20	bv	
	54	123	Thermokompressoren	0	20	bv	
	55	124	Standard Papiererwärmung	0,36	15	bv	
	55	125	Dampfblaskasten Papiererwärmung	0,64	15	bv	
	56	126	Saugwalzenpresse	0,22	20	bv	
	56	297	Walzenpresse	0,22	20	bv	
	56	298	Schuhpresse	0,57	20	bv	
	57	127	Keine Abwärmenutzung der Nachrocknungspartie	0,7	20	bv	
	57	128	Abwärmenutzung der Nachrocknungspartie	0,3	20	bv	
	58	129	Keine Beschichtung Fasern	1	20	bv	
	58	130	Polymerbeschichtung Fasern	0	20	bv	
	59	131	Andere Trocknungspresen für Tissue	1	20	bv	
	59	132	Unterdrucksaugwalzpresse für Tissue	0	20	bv	
	60	133	Bisherige Trocknungsverfahren	1	20	bv	
	60	134	Impulstrocknung	0	10	bv	
	Ammoniak	61	135	Kegelrefiner Stoffaufbereitung	0,95	10	bv
61		136	Doppelschichtrefiner Stoffaufbereitung	0,05	10	bv	
62		137	Normale Auslastung Refiner Stoffaufbereitung	0,7	5	bv	
62		138	Erhöhte Auslastung Refiner Stoffaufbereitung	0,3	5	bv	
109		247	Keine Wasserstoffrückgewinnung Synthese	1	20	bv	
109		248	Wasserstoffrückgewinnung Synthese	0	20	bv	
110		249	Normaler Synthesereaktor	0,25	20	bv	
110		250	Niedrigdruck-Synthese-Reaktor	0,75	20	bv	
111	251	Ohne Dual-Druck Reaktor	1	20	bv		
111	252	Dual-Druck-Synthesekreislauf	0	20	bv		
112	253	Normale Prozessregelung	0,2	15	bv		
112	254	Prozessregelung mit Modell	0,8	15	bv		

Tabelle 10-53: Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (2)

Über-geordneter Prozess	ID Bl	ID Tech	Technologie	Anteil am Bilanzraum	Technische Nutzungsdauer	Technische Verfügbarkeit
				(dl), 2018	(a)	(jz)
Chlor, Diaphragma-Verf.	101	226	Diaphragma-Verf. mit bisheriger chemischer Wasserstoffnutzung	0,56	30	bv
	101	227	Sauerstoffverzehrkathode Diaphragma-Verfahren	0	30	bv
	101	228	Diaphragma-Verf. mit bisheriger thermischer Wasserstoffnutzung	0,44	30	bv
	101	229	Brennstoffzelle zur Wasserstoffverstromung Diaphragma	0	10	bv
Chlor, Membran-Verf.	102	230	Membran-Verfahren mit bisheriger chemischer Wasserstoffnutzung	0,56	30	bv
	102	231	Sauerstoffverzehrkathode Membran-Verfahren	0	30	bv
	102	232	Membran-Verfahren mit bisheriger thermischer Wasserstoffnutzung	0,44	30	bv
	102	233	Brennstoffzelle zur Wasserstoffverstromung Membran	0	10	bv
	103	234	Natronlaugenbearbeitung	0,55	10	bv
	103	235	Dreistufiges Natronlaugeneindampfsystem	0,45	10	bv
	103	236	Vierstufiges Natronlaugeneindampfsystem	0	10	bv
	104	237	keine Wärmerückgewinnung beim Chlor-Membranverfahren	0,2	30	bv
	104	238	Wärmerückgewinnung beim Chlor-Membranverfahren	0,8	30	bv
	105	239	Geringere Prozesskontrolle (Chlor Membran)	0,2	30	bv
	105	240	Prozesskontrolle (Chlor Membran)	0,8	30	bv
	106	241	Alte Membrananlage mit 6 kA/m ²	0,78	30	bv
	106	242	Neue Membrananlage mit 6 kA/m ²	0,22	30	bv
	107	243	Alte Membrananlage mit 5 kA/m ²	0,5	30	bv
107	244	Neue Membrananlage mit 5 kA/m ²	0,5	30	bv	
108	245	Alte Membrananlage mit 4 kA/m ²	0,94	30	bv	
108	246	Neue Membrananlage mit 4 kA/m ²	0,06	30	bv	
Ethylen, konv.	95	212	Konventionelle Kolonnen	0,2	15	bv
	95	213	Wärmeintegrierte Rektifizierkolonne	0,8	15	bv
	96	214	Keine Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	1	15	bv
	96	215	Kälterückgewinnung aus dem Kältemittelkreislauf	0	15	bv
	97	216	Konventionelle Spaltöfen mit konventioneller Wärmeübertragung	0,4	25	bv
	97	217	Spaltöfen mit optimierter Strahlungszone	0,3	25	bv
	97	218	Nachrüstung Transferleitung-Wärmeübertrager	0,3	15	bv
	97	223	Katalytische Spaltöfen	0	25	bv
	98	219	Keine Verbrennungsluftvorwärmung	0,4	15	bv
	98	220	Gasturbinenintegration zur Verbrennungsluftvorwärmung	0,6	15	bv
	99	221	Konventionelle Pyrolyserohre	0,4	25	bv
	99	222	Keramisch beschichtete Pyrolyserohre	0,6	25	bv
	100	224	Keine Regelung des Prozessdampfeinsatzes	0,2	10	bv
	100	225	Regelung des Prozessdampfeinsatzes	0,8	10	bv
Methanol	115	259	Ohne Allgemeine Maßnahmen	0,2	20	bv
	115	260	Allgemeine Maßnahmen	0,8	20	bv
	116	261	Reformer ohne kleine Verbesserung	0,2	20	bv
	116	262	Reformer mit kleiner Verbesserung	0,8	20	bv
	117	263	Reformer ohne große Verbesserung	0,1	20	bv
	117	264	Reformer mit großer Verbesserung	0,9	20	bv
	118	265	CO ₂ -Abscheidung Normal	0,3	20	bv
118	266	CO ₂ -Abscheidung verbessert	0,7	20	bv	
Polyethylen	129	289	Reaktor normale Mischer	0,22	10	bv
	129	290	Reaktor Statikmischer	0,78	10	bv
	130	291	Ohne allgemeine Maßnahmen	0,2	10	bv
	130	292	Allgemeine Maßnahmen	0,8	10	bv
	131	293	Standard Wärmerückgewinnung bei Polyethylen	0,2	10	bv
131	294	Wärmerückgewinnung verbessert bei Polyethylen	0,8	10	bv	
Flachglas	67	175	Standard Fremdscherbenanteil Bauglas	1	15	bv
	67	176	Maximaler Fremdscherbenanteil Bauglas	0	15	bv
	80	177	Standard Gemengebenetzung Flachglas	1	15	bv
	80	178	Reduzierte Gemengebenetzung Flachglas	0	15	bv
	81	179	Standard Verbrennungsluftgebläse Flachglas	1	15	bv
	81	180	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter Flachglas	0	15	bv
	82	181	Keine Abwärmenutzung Schmelze Flachglas	1	15	bv
	82	182	Doppelstufige Dampfturbine zur Verstromung der Ofenabwärme	0	15	bv
	82	189	Abwärmenutzung zur Gemenge- und Scherbenvorwärmung	0	12	bv
	83	183	Keine Lambda Regelung Flachglas	1	15	bv
	83	184	Lambda Regelung Flachglas	0	15	bv
	84	185	Normale Isolation Flachglas	1	15	bv
	84	186	Verstärkte Isolation Flachglas	0	15	bv
	85	187	Standard Rohmaterialien Flachglas	0,5	15	bv
	85	188	Pyrophylliteinsatz Flachglas	0,5	15	bv

Tabelle 10-54: Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (3)

Über- geordneter Prozess	ID Bl	ID Tech	Technologie	Anteil am	Technische	Technische
				Bilanzraum	Nutzungsdauer	Verfügbarkeit
				(dl), 2018	(a)	(jz)
Hohlglas	63	139	Standard Prozessüberwachung	1	15	bv
	63	140	Infrarotüberwachung zur Qualitätskontrolle	0	15	bv
	64	141	Standard Fremdscherbenanteil Weißglas	0,23	15	bv
	64	142	Maximaler Fremdscherbenanteil Weißglas	0,77	15	bv
	65	143	Standard Fremdscherbenanteil Braunglas	0,21	15	bv
	65	144	Maximaler Fremdscherbenanteil Braunglas	0,79	15	bv
	66	145	Standard Fremdscherbenanteil Grünglas	0,12	15	bv
	66	146	Maximaler Fremdscherbenanteil Grünglas	0,88	15	bv
	68	148	Standard Gemengebenetzung	1	15	bv
	68	149	Reduzierte Gemengebenetzung	0	15	bv
	69	150	Standard Flussmitteleinsatz	1	15	bv
	69	151	Erhöhter Flussmitteleinsatz	0	15	bv
	70	152	Standard Rohmaterialien	0,2	15	bv
	70	153	Pyrophylliteinsatz	0,8	15	bv
	71	154	Standard Verbrennungsluftgebläse	1	15	bv
	71	155	Verbrennungsluftgebläse mit Frequenzumrichter	0	15	bv
	72	156	Einheitliches Druckluftnetz	1	15	bv
	72	157	Bedarfsgerechte Druckluftnetze	0	15	bv
	73	158	Pneumatisches Fördersystem Glas	1	15	bv
	73	159	Mechanisches Fördersystem Glas	0	15	bv
	74	160	Rekuperative Schmelzwanne	0,18	12	bv
	74	161	Regenerative U-Flammenwanne	0,64	12	bv
	74	162	Regenerative Schmelzwanne	0,18	12	bv
	75	147	Abwärmenutzung zur Gemengevorwärmung	0,3	12	bv
	75	163	Keine Abwärmenutzung	0,4	15	bv
	75	164	Abwärmenutzung zur Verstromung mittels Dampfmotor	0	15	bv
	75	165	Abwärmenutzung zur Verstromung mittels ORC-Anlage	0	15	bv
	75	166	Abwärmenutzung zur internen Warmwasserversorgung	0,3	15	bv
	76	167	Keine Brennstoffstufung	0,1	15	bv
	76	168	Brennstoffstufung	0,9	15	bv
	77	169	Keine Lambda Regelung	1	15	bv
	77	170	Lambda Regelung	0	15	bv
	78	171	Normale Isolation	1	15	bv
	78	172	Verstärkte Isolation	0	15	bv
79	173	Keine Bubblinganlage	1	15	bv	
79	174	Bubblinganlage	0	15	bv	
Klinker, konv.	1	1	Dreh- oder Satellitenkühler	0,5	30	bv
	1	2	Schubrostkühler	0,3	20	bv
	1	3	Rostkühler	0,2	20	bv
	20	48	Kugelmühlen Brennstoffaufbereitung	0,1	20	bv
	20	49	Vertikalmühlen Brennstoffaufbereitung	0,9	20	bv
	21	50	Drehrohrofen	0,7	40	bv
	21	51	Wirbelschichtofen	0	30	bv
	21	52	Lepolofen	0,08	40	bv
	21	55	Großer Drehrohrofen	0,22	40	bv
	22	53	Ohne Vorcalzinator	0,71	40	bv
	22	54	Vorcalzinator	0,29	40	bv
	23	56	Zyklonvorwärmer mit weniger als 5 Stufen	0,73	30	bv
	23	57	Zyklonvorwärmer mit 5 Stufen und mehr Stufen	0,27	30	bv
	24	58	Druckverlustreiche Zyklonvorwärmer	0,62	20	bv
	24	59	Druckarmereiche Zyklonvorwärmer	0,38	20	bv
	25	60	Keine ORC Anlage am Vorwärmer und Klinkerkühler	0,42	20	bv
	25	61	ORC Anlage am Vorwärmer und Klinkerkühler	0,58	20	bv
	26	62	Keine Messsysteme zur Messung der Rohstoffzusammensetzung	0,2	10	bv
	26	63	Messsysteme für Rohstoffzusammensetzung	0,8	10	bv
	27	64	Kugelmühle Rohmaterialaufbereitung	0,5	30	bv
	27	65	Vertikalmühle Rohmaterialaufbereitung	0,5	20	bv
	28	66	Pneumatische Fördersysteme	0,92	20	bv
	28	67	Mechanische Fördersysteme	0,08	20	bv
	29	68	Fließbettsilo	0,86	25	bv
	29	69	Gravitationssilo	0,14	25	bv

Tabelle 10-55: Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (4)

Über-geordneter Prozess	ID BI	ID Tech	Technologie	Anteil am Bilanzraum	Technische Nutzungsdauer	Technische Verfügbarkeit
				(dl), 2018	(a)	(jz)
Zement	30	70	Kugelmühle Zementmahlung	0,76	20	bv
	30	71	Vertikalrollenmühle Zementmahlung	0,24	20	bv
	31	72	Feinsichter	0,61	20	bv
	31	73	Hochleistungsfeinsichter	0,39	20	bv
	32	74	Mahlkugeln	1	10	bv
	32	75	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln	0	10	bv
Kalk gebrannt	33	76	Kugelmühlen Rohkalk mahlen	0,89	20	bv
	33	77	Vertikalmühlen Rohkalk mahlen	0,11	20	bv
	34	78	Feinsichter Kalkmühlen	0,61	20	bv
	34	79	Hochleistungsfeinsichter Kalkmühlen	0,39	20	bv
	35	80	Mahlkugeln Kalkmühle	1	10	bv
	35	81	Verbesserte Gattierung der Mahlkugeln Kalkmühle	0	10	bv
	36	82	Drehrohröfen mit Vorwärmer Kalk	0,2	30	bv
	36	83	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen neue Generation	0,18	30	bv
	36	84	Mehrkammerschacht/Stahlmantelschtofen	0,02	30	bv
	36	85	Ringschachtöfen	0,2	30	bv
	36	86	Normalschachtöfen	0,32	30	bv
	36	95	Gleichstrom-Gegenstrom-Regenerativöfen alte Generation	0,09	30	bv
	37	87	Normale Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	1	20	bv
	37	88	Kürzere Wartungsintervalle für Feuerfestmaterialien	0	20	bv
	38	89	Standardabgasbehandlung	1	10	bv
	38	90	Abgasrezirkulation	0	10	bv
	39	91	Normale Prozessregelung	1	10	bv
	39	92	Verbesserte Prozessregelung	0	10	bv
	40	93	Keine ORC-Verstromung der Abgase	1	20	bv
	40	94	ORC-Anlage Kalkabgase	0	20	bv
Ziegel	113	255	Normales Energiemanagement Ziegel	1	10	bv
	113	256	Verbessertes Energiemanagement Ziegel	0	10	bv
	114	257	Normale Verbrennungsführung	0,5	10	bv
	114	258	Verbrennungsführung optimiert	0,5	10	bv
Sinter	9	20	Sinterkühler ohne Abwärmenutzung	1	10	bv
	9	21	Sinterkühler mit Abwärmenutzung	0	10	bv
	10	22	Sinterabgas ohne Energierückgewinnung	1	20	bv
	10	23	Sinterabgaswärmenutzung zur Dampferzeugung und Verstromung	0	20	bv
	10	24	Partielle Sinterabgasrückführung	0	20	bv
10	25	Selektive Sinterabgasrückführung	0	20	bv	
Primärstahl Hochofen	2	4	Hochofen ohne Doppelglocke, ohne Gichtgasentspannungsturbine, ohne Top Gas Recycling	0,5	15	bv
	2	5	Hochofen mit Doppelglockenverschluss	0	15	bv
	2	6	Hochofen mit Gichtgasentspannungsturbine	0,5	15	bv
	2	7	Hochofen mit Top Gas Recycling	0	15	bv
	3	8	Schlacke ohne Wärmerückgewinnung	1	15	bv
	3	9	Schlacke mit Wärmerückgewinnung	0	15	bv
	4	10	Konverter ohne Konvertergasrückführung	0,6	10	bv
	4	11	Konverter mit Konvertergasrückführung	0,4	10	bv
	5	12	Ohne In-Situ Temperaturmessung am Konverter	1	20	bv
	5	13	Mit In-Situ Temperaturmessung am Konverter	0	20	bv
	6	14	Ohne ORC am Konverter	0,3	15	bv
	6	15	Mit ORC am Konverter	0,7	15	bv
	7	16	Ohne Opt. Wärmetauscherlösung für Winderhitzer	0,1	30	bv
	7	17	Mit Opt. Wärmetauscherlösung für Winderhitzer	0,9	30	bv
	8	18	Ohne Optimiertes Sinter-Pellet-Ratio	1	20	bv
	8	19	Mit Optimiertes Sinter-Pellet-Ratio	0	20	bv
Sekundärstahl	11	26	Übliche Schaumslaggenkontrolle	1	20	bv
	11	27	Verbesserte Schaumslaggenkontrolle	0	20	bv
	12	28	Übliche Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung	0,8	20	bv
	12	29	Verbesserte Prozessregelung durch in-situ Temperaturmessung	0,2	20	bv
	13	30	Keine Abwärmenutzung	0,92	20	bv
	13	31	Kontinuierlicher Betrieb mit Abwärmeverstromung	0,08	30	bv
	13	32	Abwärmenutzung zur Vorwärmung	0	20	bv
	13	37	Verdampfungskühlsystem	0	20	bv
	14	33	Ohne Bodenspülung	1	20	bv
	14	34	Bodenspülung	0	20	bv
	15	35	AC Elektroöfen	1	20	bv
15	36	DC Elektroöfen	0	20	bv	

Tabelle 10-56: Maßnahmentechnologien und zugehörige Parameter (5)

Über-geordneter Prozess	ID BI	ID Tech	Technologie	Anteil am Bilanzraum	Technische Nutzungsdauer	Technische Verfügbarkeit
				(dl), 2018	(a)	(jz)
Walzstahl	16	38	Wärmluftbrenner	0,43	10	bv
	16	39	Regeneratorbrenner	0,1	10	bv
	16	40	Rekuperatorbrenner	0,1	10	bv
	16	45	Flammenlose Oxidation	0,38	10	bv
	17	41	Ohne Heißeinsatz	1	20	bv
	17	42	Heißeinsatz	0	20	bv
	18	43	Wärmofen mit normaler Isolierung	1	20	bv
	18	44	Verstärkte Isolierung der Wärmofen	0	20	bv
	19	46	Ohne Kühlwasserabwärmenutzung	1	20	bv
	19	47	Kühlwasserabwärmenutzung	0	20	bv
Primär-aluminium	86	192	Standard Anoden und Kathoden	1	2	bv
	86	193	Inerte Anoden und benetzte Kathoden	0	3	2030
	87	194	Normale Prozessregelung	0,37	10	bv
	87	195	Neun-Box-Prozessregelungssystem	0,63	10	bv
	88	196	Standard Widerstandsverluste	1	20	bv
	88	197	Geringere Widerstandsverluste	0	20	bv
	89	198	Normale Gleichrichter Transformator	1	30	bv
	89	199	Verlustarme Gleichrichter Transformator	0	30	bv
	90	200	Keine Abwärmenutzung beim Anodenbacken	1	15	bv
	90	201	Verstromung der Abwärme am Anodenofen mittels ORC-Anlage	0	15	bv
	91	202	Keine Abwärmenutzung bei den Elektrolysezellen	1	15	bv
	91	203	Verstromung der Abwärme an den Elektrolysezellen mit ORC-Anlage	0	15	bv
	133	190	Standard Elektrolysezellen	1	20	bv
133	191	PBCWPF-Zellen	0	20	bv	
Sekundär-aluminium	92	204	Kaltluftbrenner	0,5	12	bv
	92	205	Rekuperatorbrenner	0,15	12	bv
	92	206	Regeneratorbrenner	0,3	12	bv
	92	207	Sauerstoffbrenner	0,05	12	bv
	93	208	Keine Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärme	1	20	bv
	93	209	Einsatzstoffvorwärmung mittels Abwärme	0	20	bv
	94	210	Kein Heißeinsatz im Warmwalzwerk	0,83	20	bv
	94	211	Heißeinsatz im Warmwalzwerk	0,17	20	bv
	Aluminium Gießereien	132	295	Standardschmelzofen Aluminium	0,90	30
132	296	Induktionsschmelz- und Wärmehalteofen	0,10	30	bv	
Primär-kupfer	119	267	Erdgasbeheizter Konverter	*	30	bv
	119	268	Torpedobrenner	*	30	bv
	119	272	Konverter mit Plasmabrenner	*	30	bv
	120	273	Erdgas Rinnen und Muldenbeheizung	*	30	bv
	120	274	Elektrische Rinnen- und Muldenbeheizung mit Infrarotwärme	*	10	bv
	121	275	Erdgasbeheizte Spaltanlage	*	12	bv
	121	276	Elektrifizierte Spaltanlage mit direkter Widerstandserwärmung	*	12	bv
	122	277	Erdgasbeheizter Anheizler	*	12	bv
	122	278	Elektrifizierter Anheizler mit direkter Widerstandserwärmung	*	12	bv
	123	269	Erdgasbeheizte Trockentrommel	*	30	bv
	123	270	Dampfbetriebene Trockentrommel aus Abwärme	*	30	bv
123	271	Elektrifizierte Trockentrommel	*	30	bv	
Sekundär-kupfer	126	283	Erdgasbeheizter Konverter Sekundärkupfer	*	30	bv
	126	284	Konverter mit Plasmabrenner Sekundärkupfer	*	30	bv
	127	285	Erdgasbeheizte Rinnen und Mulden Sekundärkupfer	*	10	bv
	127	286	Elektrifizierte Rinnen und Mulden Sekundärkupfer	*	10	bv
	128	287	Dampferzeugung Kessel Normal	*	10	bv
	128	288	Dampferzeugung Abwärme und elektrischer Dampfkessel	*	10	bv
Kupferbearbeitung	124	279	Brennstoffbasierter Kathodenschachtofen Strangguss	*	30	bv
	124	280	Elektrifizierung des Kathodenschachtofens Strangguss	*	30	bv
	125	281	Brennstoffbasierter Kathodenschachtofen Drahtanlage	*	30	bv
	125	282	Elektrifizierung des Kathodenschachtofens Drahtanlage	*	30	bv

*Kann wegen Geheimhaltung nicht veröffentlicht werden

Tabelle 10-57 ordnet die Querschnittsmaßnahmen aus [82] den Anwendungen des Modells zu. Die rechts ausgewiesenen Parameter gehen aus der in Abschnitt 10.1 beschriebenen Maßnahmenaufbereitung hervor.

Tabelle 10-57: Zuordnung der Querschnittstechnologiemassnahmen [82] zu den Anwendungen und eigene Berechnung der technoökonomischen Parameter der prozessspezifischen Maßnahmen

Maßnahmen Querschnittstechnologien, [82]	Anwendung, je prozessspezifischer Instanz	ID Mn	Energie-	Spezifische	Spezifische fixe	Technische
			einsparung (%)	Investition (€ ₂₀₁₈ /MWh)	Betriebskosten (€ ₂₀₁₈ /MWh)	Nutzungsdauer (a)
	Raumwärme	166	8,41	250	0	20
	Warmwasser	167	8,41	250	0	20
▪ Dämmung Wärmeverteilung	Prozesswärme <100 °C	168	8,41	250	0	20
▪ Effizienter Wärmeerzeuger	Prozesswärme 100 °C - 200 °C	169	8,41	250	0	20
▪ WRG NT-Wärmeerzeuger	Prozesswärme 200 °C - 500 °C	170	8,41	250	0	20
▪ Optimierte Wärmeverteilung	Prozesswärme 500 °C - 1000 °C	171	8,41	250	0	20
	Prozesswärme >1000 °C	172	8,41	250	0	20
▪ Hochdruckentladungslampen gegen LED	Beleuchtung	173	38,40	795	0	10
▪ Leuchtstoffröhren gegen LED						
▪ Steuerungstechnische Optimierung						
▪ Druckluft – WRG	Elektrische Antriebe (Druckluft)	174	20,42	97	0	10
▪ Absenkung des Druckniveaus						
▪ Behebung von Druckluftleckagen						
▪ Austausch einfache gegen intelligente Steuerung für Kompressoren						
▪ Effizientere Druckluftkompressoren						
▪ Steuerungstechnische Optimierung elektrischer Antriebe	Elektrische Antriebe (Pumpen)	175	9,01	108	0	20
▪ Steuerungstechnische Optimierung Lüftung						
▪ effizientere Antriebe Lüftung						
▪ effizientere Kraftübertragung Lüftung						
▪ Wärmerückgewinnung Lüftung						
▪ Kompletterneuerung Lüftung						
▪ Hocheffiziente Antriebe, übrige						
▪ Effiziente Kraftübertragung, übrige						
	Sonstige mechanische Energie (elektrisch)	176	9,01	108	0	20
▪ Abgeleitet aus:	Mechanische Energie, brennstoffbasiert	177	12,82	105	0	20
▪ Elektrische Antriebe (Druckluft)						
▪ Elektrische Antriebe (Pumpen)						
▪ Sonstige mechanische Energie (elektrisch)						
▪ Servervirtualisierung	IKT	178	25,92	566	0	10
▪ Effizientere EDV-Geräte						
▪ Effizientere Kompressionskältemaschine inkl. freier Kühlung	Klimakälte	179	23,55	153	0	15
▪ Kälte Wärmerückgewinnung						
▪ Optimierte Kälteverteilung	Prozesskälte	180	23,55	153	0	15

10.4.4 Thermoprozessanlagen und Brenner

Tabelle 10-58 zeigt die synthetische Referenz, welche den gesammelten Technologiebestand je Wärmeanwendung im Status Quo subsumiert.

Tabelle 10-58: Referenzbildung je Anwendung über die zugeordneten Thermoprozessanlagen und Brenner, Eigene Berechnung nach Einzeltechnologien (vgl. Tabelle 10-59 und Tabelle 10-60) sowie [134], [169], [380], [92], [93], [381].

Thermoprozessanlage bzw. Brenner	Anwendung	Spezifische Investit- ionen	Spezifische fixe Betriebs- kosten	Nutzungs- grad, Strom	Nutzungs- grad, Brennstoffe ¹	Elektrische pro thermische Leistung	Nutzungsdauer	
		(€/2018/kW _{th})	(€/2018/kW _{th})	(dl)	(dl)	(kW _{el} /kW _{th})	Technisch	Öko- nomisch
Gesamte Thermoprozessanlagen im Temperaturband < 500 °C								
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kohlekessel ▪ Ölkessel ▪ Gaskessel ▪ Biomassekessel 	Raumwärme ²	358	27	1,48	0,75	0,11	20	10
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wärmepumpen <100 °C ▪ Elektroden/Elektroheizkessel 	Warmwasser ²	395	29	1,48	0,72	0,13	20	10
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kohle-KWK ▪ Öl-KWK ▪ Gas-KWK ▪ Biomasse-KWK 	Prozesswärme <100 °C ²	381	28	1,48	0,75	0,10	20	10
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kohlekessel ▪ Ölkessel ▪ Gaskessel ▪ Biomassekessel ▪ Wärmepumpen <140 °C (Anteil auf 40 % begrenzt) ▪ Elektroden/Elektroheizkessel ▪ Kohle-KWK ▪ Öl-KWK ▪ Gas-KWK ▪ Biomasse-KWK 	Prozesswärme 100 - 200 °C ²	385	28	1,24	0,75	0,11	20	10
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kohlekessel ▪ Ölkessel ▪ Gaskessel ▪ Biomassekessel ▪ Elektroden/Elektroheizkessel ▪ Kohle-KWK ▪ Öl-KWK ▪ Gas-KWK ▪ Biomasse-KWK 	Prozesswärme 200 °C - 500 °C ²	374	41	0,99 ⁴	0,75	0,10	20	10
Nur Brenner der Thermoprozessanlagen im Temperaturband > 500 °C								
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ölbrenner ▪ Gasbrenner ▪ Multi-Fuel-Brenner ▪ Kohlebrenner (z. B. Anteil am Kohleofen) 	Prozesswärme 500 °C - 1000 °C ³	32	1	0,72	0,88	0	20	10
<ul style="list-style-type: none"> ▪ elektromagnetische Erwärmung (z. B. Induktion) ▪ Widerstandserwärmung 	Prozesswärme >1000 °C ³	41	1	0,72	0,87	0	20	10

¹Nutzungsgrad der Brennstoffe zur Wärmeerzeugung, gerade KWK-Anlagen nutzen einen Teil des Brennstoffs zur Stromerzeugung, auch deshalb ist das gewichtete Mittel des Brennstoffnutzungsgrads über die brennstoffbasierten Wärmeerzeuger deutlich niedriger als von reinen Wärmeerzeugern wie Öl- und Gaskesseln (vgl. Tabelle 10-60)

²Gesamte Thermoprozessanlage

³Nur Brenner und zugehörige Komponenten beinhaltet

⁴Keine Wärmepumpen mit der Einbindung von Umweltwärme zur Wärmeerzeugung mehr, deshalb elektrischer Nutzungsgrad < 1

Gewichtete Mittelwerte der technoökonomischen Parameter generischer Thermoprozessanlagen und Brenner charakterisieren die Referenz. Die zugrundeliegenden Parameter der generischen Thermoprozessanlagen und Brenner enthalten Tabelle 10-59 und Tabelle 10-60. Die Methoden zur Konstruktion der synthetischen Referenz beschreibt Abschnitt 10.1.

Tabelle 10-59: *Thermoprozessanlagen und Brenner, strombasiert*

Thermo- prozessanlage bzw. Brenner, strombasiert	Temp- eratur- niveau	Spez- ifische Investit- ionen	Spez- ifische fixe Betriebs- kosten	Nutz- ungs- grad, Strom	Nutzungs- dauer		Tech- nische Verfüg- barkeit	Literatur, übernommen aus bzw. eigene Berechnung nach
					Techn- nisch	Öko- nomisch		
	(°C)	(€ ₂₀₁₈ /kW _{th})	(€ ₂₀₁₈ /kW _{th})	(dl)	(a)	(jz)	(-)	
Wärmepumpe <100 °C	<100	374	15	3	20	10	bv	[203], [200], [158], [199], [198], [533], [534], [535], [536], [537], [82], [219]
Wärmepumpe <140 °C	<140	389	16	2	20	10	bv	[203], [197], [534],
Elektrokessel	<500	146	1	0,99	20	10	bv	[203], [538], [539], [534], [200], [540], [533], [82], [32], [541], [537]
Plasmabrenner	>500	702	15	0,76	10	10	bv	[542], [265], [426], [206]
Widerstands- erwärmung	>500	87	2	0,66	20	10	bv	[58], [543], [247], [84], [248], [203], [204], [544], [267], [545], [200], [546], [203]
Induktive Erwärmung	>500	41	1	0,79	20	10	bv	[267], [201], [547], [548], [202], [202], [545], [266], [200], [549], [546], [203], [544]

Tabelle 10-60: Thermoprozessanlagen und Brenner, brennstoffbasiert

Thermo- prozessanlage bzw. Brenner, brennstoffbasiert	Temp- eratur- niveau	Spez- ifische Investit- ionen	Spez- ifische fixe Betriebs- kosten	Nutz- ungs- grad, Brenn- stoff	Elektrische pro therm- ische Leistung	Nutzungs- dauer		Tech- nische Verfüg- barkeit	Literatur, übernommen aus bzw. eigene Berechnung nach
						Tech- nisch	Öko- nomisch		
	(°C)	(€ ₂₀₁₈ /kW _{th})	(€ ₂₀₁₈ /kW _{th})	(dl)	(kW _{el} /kW _{th})	(a)	(jz)	(jz)	(-)
Gaskessel	<500	64	2	0,92	0	25	13	bv	[199], [82], [203], [536], [550], [551], [552]
Ölkessel	<500	107	4	0,91	0	25	13	bv	[199], [203], [82], [536], [550], [552], [553], [551]
Kohlekessel	<500	244	7	0,91	0	20	10	bv	[203], [82]
Kohle-KWK	<500	1725	138	0,67	0,18	15	8	bv	[381], [554], [198], [82], [533]
Öl-KWK	<500	674	54	0,72	0,21	15	8	bv	[381], [554], [199], [198], [82], [533]
Gas-KWK	<500	666	53	0,55	0,45	15	8	bv	[381], [554], [198], [199], [82], [533]
Biomasse-KWK	<500	952	76	0,59	0,27	15	8	bv	[381], [554], [198], [82], [533]
Biomassekessel	<500	145	17	0,91	0	20	10	bv	[203], [82], [555], [199], [556]
H ₂ -Kessel	<500	132	4	0,95	0	20	10	bv	[203], [537]
Brennstoffzelle (KWK)	<200	2373	39	0,44	0,82	15	8	bv	[557], [558], [559]
Ölbrenner	>500	29	0,6	0,93	0	20	10	bv	[205], [204], [203]
Kohlebrenner	>500	53	1,1	0,85	0	20	10	bv	[203], [204], [205]
H ₂ -Brenner	>500	40	0,8	0,92	0	30	15	bv	[560], [205], [204], [203]
Multi-Fuelbrenner (verschied. Gase)	>500	21	0,4	0,93	0	20	10	bv	[204], [205]
Multi-Fuelbrenner (Gas, Flüssig, Fest)	>500	21	0,4	0,75	0	20	10	bv	[204], [205], [203], [202]
Gasbrenner	>500	21	0,4	0,93	0	20	10	bv	[205], [204], [203]

Tabelle 10-61 gibt die für einige Thermoprozessanlagen und Brenner hinterlegten Restriktionen wieder. Teilweise ist der Einsatz von Energieträgern in den Thermoprozessanlagen und Brennern beschränkt. Darüber hinaus begrenzen Brennstoffwechsellmatrizen den Brennstoffeinsatz.

Tabelle 10-61: *Energieträgerrestriktion je Thermoprozessanlage, minimale und maximale Anteile am Brennstoffmix*

Prozess	Thermoprozessanlage und Brenner	Energieträger	min/ max	% des Brennstoffmix				Literatur, Herkunft	
				2015	2030	2040	2050		
Primärstahl H ₂	Direktreduktionsanlage & Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen	Fossile Gase	max		34			Abgeleitet aus [270] und [78]	
		Fossile Kohle, synthetische Kohle und biogene Brennstoffe	min		5			Kohlenstoffanoden und Kohlenstoffgehalt einstellen	
Primärstahl RG	Direktreduktionsanlage & Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen	Fossile und synthetische Gase	min		80			Modellannahme	
		Wasserstoff	max		20			Abgeleitet aus [270]	
		Fossile Kohle, synthetische Kohlen	min		2			Kohlenstoffanoden und Kohlenstoffgehalt einstellen	
Primärstahl Hochofen	Hochofen	Fossile Kohle, synthetische Kohlen	min		2			Kohlenstoffgehalt einstellen	
	Hochofen	Fossile Kohle, synthetische Kohlen und biogene Brennstoffe	min		60			Prozessstabilität aufrecht erhalten	
	Hochofen	Wasserstoff und biogene Brennstoffe (zusammen)	max		20			[82] und [83]	
	Hochofen	Biogene Brennstoffe	min	-	-	15	15	Modellannahme	
Sekundärstahl	Elektrolichtbogenofen	Fossile Kohle, synthetische Kohlen und biogene Brennstoffe	min		2			Kohlenstoffanoden und Kohlenstoffgehalt einstellen	
Klinker, konv.	Drehrohrofen, Standardbrenner	Sonstige (alternative) Brennstoffe	min		30			Modellannahme	
		Wasserstoff	max		10			[256]	
	Drehrohrofen, Multi-Fuel Brenner	Sonstige (alternative) Brennstoffe	min	30	-				Modellannahme
		Wasserstoff	max		50				Modellannahme, basierend auf [82], [83]
Altpapierstoff	Referenz, Altpapierstoff, Prozesswärme < 200 °C,	Biogene Brennstoffe	min		30			Modellannahme, effiziente Biomassenutzung in der Papierindustrie	
Zellstoff	Referenz, Zellstoff, Prozesswärme < 200 °C,	Biogene Brennstoffe	min		30			Modellannahme, effiziente Biomassenutzung in der Papierindustrie	
Ethylen, konv	Multi-Fuel-Brenner zur Beheizung des Steamcrackers	Wasserstoff	max	0	0	ab 2045: 50		Modellannahme	

10.4.5 CO₂-Abscheidungstechnologien

Tabelle 10-62 weist die spezifischen Parameter der im Modell eingesetzten CO₂-Abscheidungstechnologien und die zugrundeliegende Literatur aus. Die spezifischen Betriebskosten fallen jährlich an, wohingegen die angegebenen spezifischen Investitionen der Anfangsinvestition entsprechen. Der Parameterbezug „tCO₂“ bezieht sich auf die abgeschiedenen Emissionen.

Tabelle 10-62: CO₂-Abscheidungstechnologien und zugehörige Parameter in den industriellen Szenarien

CO ₂ -Abscheidung	Spezifische Investitionen	Spezifische fixe Betriebskosten	Spezifischer Strom-Verbrauch	Spezifischer Brennstoffverbrauch	Nutzungsdauer		Technische Verfügbarkeit	Abscheiderate	Literatur, übernommen aus bzw. eigene Berechnung nach
	(€ ₂₀₁₈ /tCO ₂)	(€ ₂₀₁₈ /tCO ₂)	(MWh/tCO ₂)	(MWh/tCO ₂)	Technisch	Ökonomisch	(jz)	(dl)	(-)
Direct Air Capture	10 641	30	1,54	0	30	15	bv ²	-	[310], [207]
Ethylen, konv.	194	6	0,17	1,28	20	10	2035	0,94	[53], [115], [32]
Klinker, konv.	126	50	0,09	0,76	20	10	2030	0,95	[114], [263]
Klinker, elek.	30	6	0,61	0	20	10	2030	1	[80], [263], [115], [53], [264]
Kalk gebrannt	126	50	0,11	0,5	20	10	2030	0,95	[114], [263], [115], [53]
Primärstahl Hlsarna	97	29	0,12	0	20	10	2035	0,86	[561], [208], [273], [115], [32]
Primärstahl Hochofen	355	6	0,15	0,98	20	10	2025	0,31 ¹	[84], [53], [115]
Primärkupfer	355	6	0,15	0,98	20	10	2025	0,8	[53], [115]
Sekundärkupfer	355	6	0,15	0,98	20	10	2025	0,8	[53], [115]
Kupferbearbeitung	355	6	0,15	0,98	20	10	2025	0,8	[53], [115]

¹Aufgrund der Gichtgasnutzung abseits des Hochofens beschränkt, ²Hochlauf aber nicht vor 2035 – 2040 zu erwarten

Tabelle 10-63 zeigt weitere wichtige Kennwerte und Restriktionen der CO₂-Abscheidungstechnologien und der CO₂-Abscheidung. Den spezifischen Transportkosten liegt die auf [207] basierende Annahme zugrunde, dass das abgeschiedene CO₂ über eine Strecke von 400 km transportiert werden muss. Bei der CO₂-Luftabscheidung fallen annahmegemäß keine Transportkosten an. Dem wohnt die Annahme inne, dass die ortsungebundenen Anlagen voraussichtlich direkt bei den CO₂-Abnehmern platziert werden.

Tabelle 10-63: Weitere Kennwerte der CO₂-Abscheidung

	Einheit	2015	2025	2030	2045	2050	Literatur
Spezifische Lagerkosten	(€ ₂₀₁₈ /tCO ₂)			5			[53]
Spezifische Transportkosten (400 km)	(€ ₂₀₁₈ /tCO ₂)			15			[207]
Maximale CO ₂ -Luftabscheidung (absolut)	(MtCO ₂)	0	2	5	unbeschränkt		Modellannahme
Maximale CO ₂ -Luftabscheidung (Anteile an Emissionen prozessspezifischer Instanzen)	(dl)	0	0,25	0,5	1	1	Modellannahme

Abbildung 10-2 visualisiert relevante Charakteristika der CO₂-Abscheidung im TM-KK Szenario.

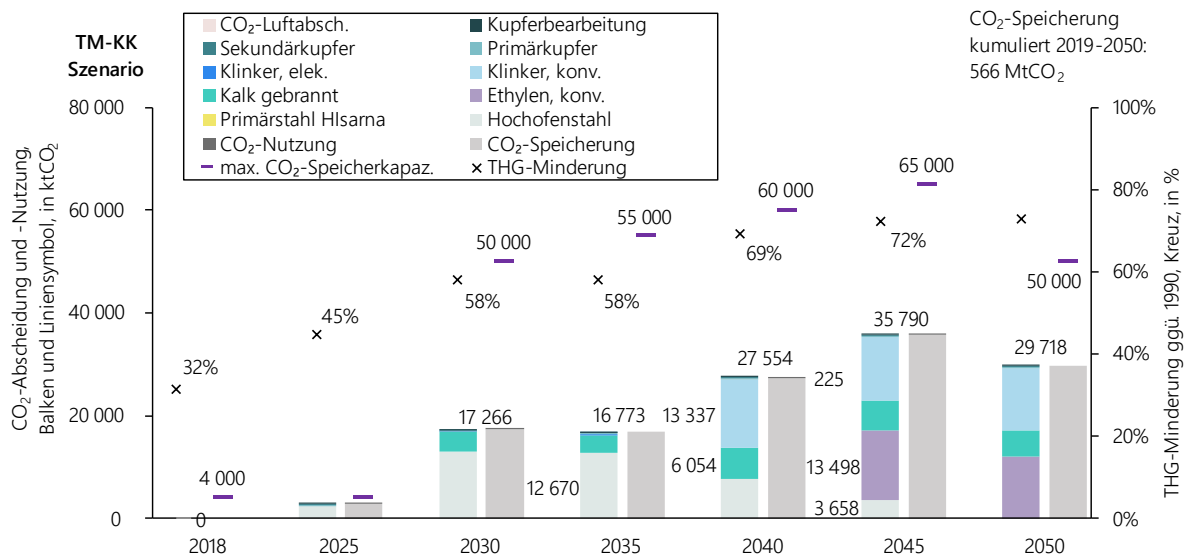


Abbildung 10-2: CO₂-Abscheidung, TM-KK Szenario

10.5 Anhang E: Modellierung und Optimierung

Tabelle 10-64: Smlnd-Modellebenen und zugeordnete Eingangsparameter

Energiesystem	Industrie/Szenarien	Wirtschaftszweige (WZ)	Produktionsprozesse (PRZ)	Prozessunspezifische Instanz	Maßnahmen	Technologien
z. B. deutsches Energiesystem	z. B. deutsche Industrie, TM-Szenario	z. B. Ernährung und Tabak	z. B. Ammoniakherstellung	z. B. WZ minus PRZ: Ernährung und Tabak	z. B. Modellprädiktive Prozessregelung, Ammoniakprod.	z. B. Thermoprozessanlage, z. B. KWK-Anlage
Energieträgerkosten (€/MWh)	Basisjahre und Simulationszeitraum (a)	Strom- und Brennstoffintensität (MWh/€)	Spezifischer Strom- und Brennstoffverbrauch (MWh/t)	Technologiezuordnung	Strom- und Brennstoffänderung	spezifischer Strom- und Brennstoffverbrauch (MWh/pb ⁴)
Energieemissionsfaktoren (tCO ₂ /MWh)	Fernwärmeschlüsselung auf Primärenergieträger	AGEB Energiebilanz	Maßnahmen & Technologien	Maßnahmen & Technologien	Zuordnung Referenz und Substitut	Brennermatrix je Thermoprozessanlage
Makroökonomischer Zins (%)	Klimaschutzniveau (Restriktion) (% ggü. 1990)	Prozessemissionen (tCO ₂)	Ökonomische Parameter ¹		Ökonomische Parameter ²	Ökonomische Parameter ²
Restriktionen für Energieträger wie Biomasse (MWh)	Szenariorahmen: PRZ, WZ, ET, AW, ⁵ Auswahl exogener Daten	Temperaturverteilung Prozesswärme (%)	Temperaturverteilung Prozesswärme (%)		Nutzungsdauer & technische Verfügbarkeit	Restriktionen: Technologieeinsatz, Abscheidungsmenge, Energieträgereinsatz, stoffliche Nutzung
Gravimetrische Energiedichte (MWh/t)		Bruttowertschöpfung (€)	Produktionsmenge (t)		Umsetzungsgrad	Umsetzungsparameter je Technologiekatgorie z. B. Wärme in MWh
CO ₂ -Preis (€/tCO ₂)	Historische CO ₂ -Emissionen, AGEB & NIR (tCO ₂ /a)	ET- und AW-scharfer Verbrauch (ISI Anwendungsbilanz) (MWh)	Anteil je Brennstoff (%)			Anteil je Brennstoff (%)
	Preisindizes (dl)	Normierte Lastprofile (dl)	Weitere allgemeine Prozessdaten ³			Nutzungsgrade und Stromgutschrift bei Thermoprozessanlagen
	Prozessemissionsindikatoren (dl)	Produktionsindizes (dl)	Restriktionen: Materialverfügbarkeit, Materialanteil, Produktionsmenge			Anteile CO ₂ -Speicherung und Nutzung je ET
	Restriktion max. Speichermenge CO ₂ (tCO ₂)	Effizienzindikatoren (dl)	Theoretisches Energieminimum			Maßnahmen-technologien: Bilanzräume
			Materialien, homogenes Produktionsgut			Altersstruktur Anlagen, technische Verfügbarkeit, Nutzungsdauer, Abscheiderate
			Prozessemissionsfaktoren (tCO ₂ /t)			
			Technologiezuordnung			
¹ spezifische Investitionen, fixe Betriebskosten und Materialkosten (alle €/tProdukt), ökonomische Nutzungsdauer (a)					In Simulationen unverändert, szenarienunabhängig (exogen)	
² spezifische Investitionen und fixe Betriebskosten (alle €/pb ⁴), ökonomische Nutzungsdauer (a)						
³ Altersstruktur Anlagen (dl), technische Verfügbarkeit (jz), Nutzungsdauer(a)					Nach den Basisjahren szenarienabhängig (endogen)	
⁴ Parameterbezug (pb), unterscheidet sich je Technologiekatgorie						
⁵ WZ: Wirtschaftszweig, PRZ: Prozess, ET: Energieträger, AW: Anwendung						

Die nachfolgenden Tabellen fassen die verwendeten Optimierungsvariablen je Modul zusammen. Die im Modell eingesetzten Matrizen bzw. Vektoren splittet die mathematische Notation der Modulbeschreibung in Abschnitt 4.3 meist in ihre Elemente auf (z. B. Brennstoff j des Vektors mit der Brennstoffaufteilung $\vec{p}^t_{x,bs}$, vgl. Tabelle 10-70).

Die Optimierungsvariablen, welche alle fünf Module nutzen, beinhaltet Tabelle 10-65.

Tabelle 10-65: *Optimierungsvariablen, alle Module*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Zuordnung
$u_{x,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung	CO ₂ -Luftabscheidung
$u_{xin,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, Zuführung, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung	CO ₂ -Luftabscheidung
$u_{xout,LA}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, Entnahme, abgeschiedenes CO ₂ , CO ₂ -Luftabscheidung	CO ₂ -Luftabscheidung
$u_{x,em,cc}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, generische zusätzliche CO ₂ -Abscheidung	Industrie
$u_{x,CO_2,sr,EU}$	(tCO ₂)	Umsetzungsparameter, CO ₂ -Speicherung, außerhalb Deutschlands in der EU, sehr teure Option	Industrie
$\vec{u}_{x,bs}$	(MWh)	Vektor mit Umsetzungsparameter, generische Verminderung des brennstoffschaffen Verbrauchs	Industrie

Die Hauptoptimierungsvariablen des ersten Moduls zeigt Tabelle 10-66.

Tabelle 10-66: *Hauptoptimierungsvariablen des ersten Moduls, Materialien und Verfahrensrouten*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Zuordnung
$\vec{m}_{x,p}$	(t)	Vektor mit Produktionsmenge nach Anlagenalter, Prozess	Prozess
$m_{xin,p}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge, Prozess	Prozess
$\vec{m}_{xout,p}$	(t)	Vektor mit Entnahme der Produktionsmenge nach Anlagenalter, Prozess	Prozess
$m_{xin,hp}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten	Prozess
$m_{xout,hp}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge auf Ebene des homogenen Produkts durch die Kopplung von Wertschöpfungsketten	Prozess
$m_{x,cb}$	(t _{mat})	Kombination der Produktionsmengen anhand des Materials	Prozess, Material
$\vec{m}_{x,zin}$	(t)	Vektor mit Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die geringere Nachfrage anderer Prozesse berücksichtigt	Prozess, Material
$\vec{m}_{x,zout}$	(t)	Vektor mit Produktionsmenge der Verfahrensrouten, welche die zusätzliche Nachfrage anderer Prozesse berücksichtigt	Prozess, Material
$m_{x,mat}$	(t _{mat})	Masse des Materials	Material

Die Hauptoptimierungsvariablen des zweiten Moduls zeigt Tabelle 10-67.

Tabelle 10-67: *Hauptoptimierungsvariablen des zweiten Moduls, Maßnahmen*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Zuordnung
$u_{x,m,p}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, Prozessmaßnahme	Prozessmaßnahme
$m_{x,mt}$	(t)	Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie	Prozessmaßnahme
$m_{xin,mt}$	(t)	Zuführung Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie	Prozessmaßnahme
$m_{xout,mt}$	(t)	Entnahme Produktionsmenge, Maßnahmentechnologie	Prozessmaßnahme
$p^t_{x,mt,bl}$	(dl)	Anteil der Maßnahmentechnologie am übergeordneten Bilanzraum	Prozessmaßnahme
$u_{x,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Umsetzung, prozessspezifische Maßnahme	Prozessspezifische Maßnahme
$u_{xin,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Umsetzung, prozessspezifische Maßnahme	Prozessspezifische Maßnahme
$u_{xout,m,u}$	(dl)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Umsetzung, prozessspezifische Maßnahme	Prozessspezifische Maßnahme

Die Hauptoptimierungsvariablen des dritten Moduls zeigt Tabelle 10-68.

Tabelle 10-68: *Hauptoptimierungsvariablen des dritten Moduls, Thermoprozessanlagen (TPA)*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Übergeordnete Zuordnung
$u_{x,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Wärmeerzeugung, Thermoprozessanlage	Prozesse und prozessunspezifische Instanzen
$u_{xin,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Wärmeerzeugung, Thermoprozessanlage	Prozesse und prozessunspezifische Instanzen
$u_{xout,tp}$	(MWh)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Wärmeerzeugung, Thermoprozessanlage	Prozesse und prozessunspezifische Instanzen

Die Hauptoptimierungsvariablen des vierten Moduls zeigt Tabelle 10-69.

Tabelle 10-69: *Hauptoptimierungsvariablen des vierten Moduls, CO₂-Abscheidung*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Übergeordnete Zuordnung
$u_{x,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung	Prozesse
$u_{xin,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Zuführung, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung	Prozesse
$u_{xout,cc}$	(t)	Umsetzungsparameter, Entnahme, Produktionsmenge, CO ₂ -Prozessabscheidung	Prozesse

Die Hauptoptimierungsvariablen des fünften Moduls zeigt Tabelle 10-70.

Tabelle 10-70: *Hauptoptimierungsvariablen des fünften Moduls, optimierter Brennstoffeinsatz*

Variable	Einheit	Bezeichnung	Übergeordnete Zuordnung
$\vec{pt}_{x,bs}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffaufteilung	Prozessspezifische und -unspezifische TPA
$\vec{pt}_{xin,bs}$	(dl)	Vektor mit zugeführtem Anteil je Brennstoff	Prozessspezifische und -unspezifische TPA
$\vec{pt}_{xout,bs}$	(dl)	Vektor mit entnommenem Anteil je Brennstoff	Prozessspezifische und -unspezifische TPA
$\vec{pt}_{xo,bs_1 \rightarrow a}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffanteilen, welche von Brennstoff 1 zu anderen Brennstoffen fließen	Prozessspezifische und -unspezifische TPA
$\vec{pt}_{xo,bs_{a \rightarrow 1}}$	(dl)	Vektor mit Brennstoffanteilen, welche zu Brennstoff 1 fließen, ausgedrückt als Abfluss der anderen Brennstoffe	Prozessspezifische und -unspezifische TPA

Ebenfalls fließen die vom Modul beeinflussten Kosten der anderen Module in die jeweilige Kostenfunktion ein (vgl. Tabelle 10-71). Dafür greift das Modul auf die Kostenfunktionen der anderen Module zu. Die Umsetzungsparameter der anderen Module sind dabei jeweils konstant.

Tabelle 10-71: Vom Modul beeinflusste Kosten der anderen Module

Modul	vom Modul beeinflusste Kosten anderer Module	Kostenarten
1 Verfahrensrouten- und Materialeinsatz	2 Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Annuitätische Reinvestition ▪ Betrieb und Instandhaltung
	3 Thermoprozessanlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Abschreibung vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Stromgutschrift für KWK-Anlagen (negative Kosten bzw. Erlöse)
	4 CO ₂ -Prozessabscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Abschreibung vor Ende der ökonomischen Nutzungsdauer ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Energieeinsatz ▪ Energie- und prozessbedingte Emissionen ▪ Emissionseinsparung (negative Kosten bzw. Erlöse) ▪ Transport und Speicherung von CO₂
2 Maßnahmen	3 Thermoprozessanlagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Stromgutschrift für KWK-Anlagen (negative Kosten bzw. Erlöse)
	4 CO ₂ -Prozessabscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Energieeinsatz ▪ Energie- und prozessbedingte Emissionen ▪ Emissionseinsparung (negative Kosten bzw. Erlöse) ▪ Transport und Speicherung von CO₂
3 Thermoprozessanlagen	4 CO ₂ -Prozessabscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Energieeinsatz ▪ Energie- und prozessbedingte Emissionen ▪ Emissionseinsparung (negative Kosten bzw. Erlöse) ▪ Transport und Speicherung von CO₂
4 CO ₂ -Prozessabscheidung	- Beeinflusst die Kosten anderer Module nicht	-
5 Brennstoffeinsatz	4 CO ₂ -Prozessabscheidung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Annuitätische Investition ▪ Betrieb und Instandhaltung ▪ Energieeinsatz ▪ Energie- und prozessbedingte Emissionen ▪ Emissionseinsparung (negative Kosten bzw. Erlöse) ▪ Transport und Speicherung von CO₂

10.6 Anhang F: Vom Autor betreute, wissenschaftliche Arbeiten

Tabelle 10-72 fasst die vom Autor betreuten, wissenschaftlichen Arbeiten zusammen.

Tabelle 10-72: Vom Autor betreute, wissenschaftliche Arbeiten

Fink, Vera: Technische Grenzen des Einsatzes von Strom und Wasserstoff in der Industrie - Technical Limits of the Usage of Electricity and Hydrogen in the Industry. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2021.

Metzger, Konstantin: Auswirkungen von CO₂-Verminderungsmaßnahmen auf die Flexibilität von industriellen Prozessen - Effects of CO₂-Abatement Measures on the Flexibility of Industrial Processes. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München: München, 2021.

Forstner, Alina: Treibhausgasverminderung im Industriesektor und Rückwirkungen auf das Energiesystem: Fokus Synthetische Brennstoffe - Reduction of greenhouse gases in the industrial sector and impacts on the energy system: focus on synthetic fuels. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch Hochschule Reutlingen - Fakultät für Technik, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: Reutlingen, 2019.

Höchtel, Moritz: Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2020.

Kracht, Hannes: Modellierung der stofflichen Nutzung von Energieträgern in der Industrie: Einsatz synthetischer Energieträger für den Klimaschutz. Semesterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft GmbH: München, 2021.

Kracht, Hannes: Analyse zukünftiger wasserstoffbasierter Verfahrensrouten in der Industrie und mögliche Alternativen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft GmbH: München, 2022, (in Arbeit).

Plischuk, Lea: Expertenbasierte Bilanzierung von ausgewählten Industrieprozessen und Entwicklung einer kennzahlenbasierten Bewertung von Recyclingpotenzialen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2022, (in Arbeit).
